

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**ANÁLISE DO POTENCIAL DE  
DESENVOLVIMENTO DE SHALE GAS NO  
BRASIL A PARTIR DA EXPERIÊNCIA DOS EUA  
NESTA ATIVIDADE**

Daniel da Silva Moulin  
Matrícula nº 105041654

ORIENTADOR: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

JANEIRO 2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**ANÁLISE DO POTENCIAL DE  
DESENVOLVIMENTO DE SHALE GAS NO  
BRASIL A PARTIR DA EXPERIÊNCIA DOS EUA  
NESTA ATIVIDADE**

---

Daniel da Silva Moulin  
Matrícula nº 105041654

ORIENTADOR: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

JANEIRO 2014

*As opiniões expressas neste trabalho são da exclusiva responsabilidade do autor*

## **Agradecimentos**

Este trabalho é fruto de muita insistência, luta, erros e aprendizado. É fruto de uma longa jornada, marcante, que deixará cicatrizes em minha vida e me tornou uma pessoa diferente de quando comecei a faculdade. Hoje sou uma pessoa melhor e isto se deve à todos aqueles que cruzaram meu caminho durante esta jornada.

Gostaria de agradecer à Deus, por ter me dado a oportunidade de viver isso tudo e à Nossa Senhora de Fátima, que me guiou e me protegeu durante todo o caminho que trilhei. Gostaria de agradecer também à minha família, que sempre me apoiou e fez o impossível para que minha única preocupação fosse estudar e cumprir esta etapa. Minha mãe, Rosana, meu pai, Afonso, minha avó, Maria Luzia, meu avô e grande ídolo, Mario Alberto, que está assistindo tudo isso lá do céu, meu primo e grande exemplo, Oscar Pires de Castro e minha prima querida, Maria Monnerat.

Fechando o tripé junto com Deus e minha família, estão meus amigos, as pessoas que estão com você pelo que você é e também com as quais você mais troca ao longo da vida. Marcelo Barbosa, Thiago Silva, Felipe Campos, Juliana Kac, Igor Mosso, Erik Kunze, Pedro Baliú, Eliza Galvão, Luiz Frederico Pacheco, Bruna Zugliani, Breno Gouvêa, Nicolas Frajhof, vocês são as pessoas mais admiráveis e amadas do mundo, muito obrigado por tudo, sempre! Uma homenagem especial à pessoa mais importante na minha mudança de curso, que é a Natasha Sierra. Muito obrigado por você ter sido tão boa comigo, nunca esquecerei o que você fez por mim, serei eternamente grato.

Gostaria de agradecer ainda ao meu professor orientador, Edmar Almeida, por me guiar nessa difícil jornada final, onde enfrentamos percalços e onde ele pôde contribuir com sua experiência e sabedoria. Agradeço também à todo o Corpo Docente do Instituto de Economia, que me recebeu tão bem, me ensinou e me preparou para toda uma vida profissional. Agradeço à Anna Lúcia, Darci, Moisés e Marcelo, da secretaria do curso, sempre eficientes e sempre me ajudando.

Por fim, agradeço aos meus chefes Pedro Medeiros e Fernando Valle e ao meu colega Raíam dos Santos, que fizeram parte dessa minha preparação para a vida profissional, me orientando, ensinando e entendendo quando cometia erros e faltas por diversos motivos. Hoje, posso dizer que tenho três amigos trabalhando comigo.

## SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	10
CAPÍTULO I – O QUE É SHALE GAS.....	12
I.1 – HISTÓRICO DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DO SHALE GAS NOS EUA.....	12
I.2 – PERFURAÇÃO HORIZONTAL.....	15
I.3 – FRATURAMENTO HIDRÁULICO.....	16
CAPÍTULO II – PRINCIPAIS PROSPECTOS DE SHALE GAS NOS EUA.....	18
II.1 – THE BARNETT SHALE – ONDE TUDO COMEÇOU.....	18
II.2 – MARCELLUS SHALE – O GIGANTE EM ÁREA NOBRE.....	19
II.3 – FAYETTEVILLE SHALE – IRMÃO MAIS NOVO DE BARNETT.....	20
II.4 – REGULAÇÃO NOS EUA.....	21
II.5 – O PROCESSO DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE SHALE GAS.....	23
CAPÍTULO III – BRASIL: POTENCIAL E DESAFIOS.....	25
III.1 – CARACTERÍSTICAS GERAIS DA ATIVIDADE EXPLORATÓRIA E PRODUTORA NO PAÍS.....	25
III.2 – BACIA DO PARANÁ.....	26
III.3 – BACIA DO SOLIMÕES.....	28
III.4 – BACIA DO AMAZONAS.....	29
III.5 – PROCESSO REGULATÓRIO NO BRASIL.....	31
III.5.A – POLÍTICA DE CONTEÚDO NACIONAL.....	32
III.5.B – PROGRAMA EXPLORATÓRIO MÍNIMO.....	33
III.5.B – BÔNUS DE ASSINATURA.....	33
III.6 – 12ª RODADA DA ANP.....	34
CAPÍTULO IV – EUA X BRASIL.....	38

IV.1 – UMA ANÁLISE DAS DIFERENÇAS NO AMBIENTE COMPETITIVO, DA ESTRUTURA DA ATIVIDADE COMO UM TODO E UM BALANÇO DOS DOIS MODELOS ESTUDADOS.....	38
CAPÍTULO V – SIMULAÇÃO DE UM MODELO FINANCEIRO PARA O CAMPO DE TIÊ.....	45
V.1 – APRESENTAÇÃO DO MODELO.....	45
V.2 – SIMULAÇÕES.....	47
CONCLUSÃO.....	52
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	55

## **Índice de Figuras**

Figura 1.1 - Esquema de perfuração horizontal e perfuração vertical com fraturamento hidráulico.....	15
Figura 1.2 - Composição química do fluido utilizado no fraturamento hidráulico.....	16
Figura 2.1 – Mapa de Barnett shale.....	18
Figura 2.2 – Mapa de Marcellus shale.....	20
Figura 2.3 – Mapa de Fayetteville shale.....	21
Figura 3.1 – Mapa dos prospectos de shale gas no Brasil.....	26
Figura 3.2 – Mapa da bacia do Paraná.....	28
Figura 3.3 – Mapa da bacia do Solimões.....	29
Figura 3.4 – Mapa da bacia do Amazonas.....	30
Figura 3.5 - Modelo de cálculo das ofertas da 12a Rodada ANP.....	35

## **Índice de Tabelas**

Tabela 3.1 - Dados gerais e de reservas das três principais bacias de shale gas do Brasil.....	26
Tabela 3.2 - Conteúdo local mínimo das rodadas de licitação de blocos exploratórios.....	33
Tabela 3.3 - Blocos ofertados na 12a Rodada da ANP.....	34
Tabela 3.4 - Conteúdo local mínimo da 12a Rodada da ANP.....	35
Tabela 4.1 - 10 maiores reservas recuperáveis de shale gas.....	40
Tabela 5.1 – Análise de sensibilidade do VPL com variação de reserva e preço do gás.....	47
Tabela 5.2 – Análise de sensibilidade do VPL com variação de reserva e lifting cost.....	48
Tabela 5.3 - Análise de sensibilidade do VPL com variação de reserva e produtividade por poço.....	50



## **Índice de Gráficos**

Gráfico 1.1 – Histórico de poços perfurados mensalmente nos EUA para exploração e produção de gás natural.....	13
Gráfico 1.2 - Histórico de produção de gás por fonte nos EUA e previsão futura.....	14
Gráfico 5.1 – Sensibilidade do VPL com variação de reserva e preço do gás.....	48
Gráfico 5.2 – Sensibilidade do VPL com variação de reserva e lifting cost.....	49
Gráfico 5.3 – Sensibilidade do VPL com variação de reserva e produtividade por poço.....	50
Gráfico 5.4 – Sensibilidade do VPL com variação da produtividade por poço e do custo por poço.....	50

## INTRODUÇÃO

O shale gas, um tipo de gás produzido a partir de reservas não convencionais, vem causando uma revolução energética nos EUA nos últimos dez anos. O aumento da produção desse gás no EUA fez com que o país revisse sua política energética para os próximos anos, repensasse a sua estratégia de compra de hidrocarbonetos e revitalizasse uma indústria que já estava perto do fim. Por outro lado, o Brasil tem imenso potencial de shale gas ainda inexplorado e uma atividade exploratória e produtiva onshore muito pequena, se vendo diante de uma oportunidade histórica de embarcar na “Revolução do shale gas” e crescer economicamente com os desdobramentos que isso pode trazer.

Diante deste contexto, o presente trabalho tem o objetivo de visitar a experiência norte-americana para extrair qual foi o ambiente encontrado naquele país, qual foi sua política de desenvolvimento, como o Brasil pode se desenvolver a partir desse caso de sucesso e quais os atuais custos de produção de gás em um campo onshore no Brasil.

A ideia é que o trabalho mostre a história do shale gas, como ele foi importante para os EUA no passado recente e quais as oportunidades que o Brasil gera ao desenvolver a produção desse gás. Também é objetivo do trabalho mostrar o custo de produção desse gás no Brasil a partir de dados obtidos no próprio mercado brasileiro.

O trabalho procura entender porque há uma diferença grande no número de empresas atuantes, como as barreiras à entrada interferem nesse processo e também mostrar onde há fatores positivos e negativos em cada uma das regulações existentes nos dois países. O trabalho pretende também discutir os custos incorridos das diferenças de regulação, diferenças de acesso à tecnologia e ao know-how e, por fim, como a incipiência brasileira na exploração onshore e, principalmente, na exploração de reservatórios não-convencionais, influencia nos custos finais da atividade, que é o objetivo central deste trabalho.

O trabalho não entrará no mérito das questões ambientais discutidas em torno da atividade exploratória e de produção do shale gas. Acredito que este deva ser um

tema de outro trabalho a ser desenvolvido, com uma literatura específica e enfoque mais aprofundado. Também não é objetivo deste trabalho analisar as condições de infraestrutura, transporte e rede de distribuição do gás produzido, sendo esta também uma outra sugestão de trabalho complementar a ser feito.

O primeiro capítulo define o que é shale gas, qual a sua procedência, suas características básicas e onde pode ser encontrado. O segundo capítulo apresenta os principais prospectos de produção nos EUA, quais as suas características, seus dados atuais, um breve histórico e termina descrevendo a atividade regulatória nos EUA bem como quais são os processos necessários para se chegar ao desenvolvimento de um campo. O terceiro capítulo faz o mesmo com as principais bacias brasileiras com potenciais reservas não-convencionais de gás, especificamente o shale, segundo estudo feito por KUUSKRA (2013) para o EIA, a agência norte-americana de energia. No fim do capítulo há uma descrição do processo regulatório brasileiro, suas principais características e por fim, uma análise da 12ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios, feita pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), e que foi a primeira rodada de licitações feitas exclusivamente para blocos onshore e com foco em reservas não convencionais.

O quarto capítulo aproveita elementos dos outros três capítulos anteriores e faz uma comparação entre o caminho percorrido pelos EUA e qual o hipotético caminho que hoje o Brasil seguir. Ele faz uma comparação entre o ambiente econômico dos dois países, dos processos regulatórios e quais as vantagens, desvantagens e o que o Brasil deve ou não importar do caso de sucesso dos EUA para desenvolver sua própria indústria.

Por fim, o quinto capítulo procura desenvolver um modelo financeiro para um campo genérico de gás a partir dos dados conseguidos do Campo de Tiê, localizado na Bacia do Recôncavo e operado atualmente pela empresa canadense Gran Tierra. Vale ressaltar que a operação existente hoje é de produção de óleo, por isso o modelo foi adaptado para operar com gás.

## **CAPÍTULO I – O QUE É SHALE GAS**

Shale gas é o gás natural formado em rochas de shale<sup>1</sup> que normalmente funcionam tanto como a rocha geradora como também a rocha reservatório do gás natural. Ele é um gás que em sua maioria é primariamente composto por metano (90% ou mais). Anteriormente, o shale era conhecido apenas como rocha geradora ou rocha selante para o gás produzido a partir de fontes convencionais a partir de arenitos e carbonatos. O shale forma uma argila de baixa densidade energética em conjunto com o material sedimentado e isso faz com que o gás produzido a partir dessa rocha não se mova significativamente, senão em períodos de tempo geológicos (milhões de anos). (VAGNETI, 2009)

### **I.1 – Histórico da exploração e produção do Shale Gas nos EUA**

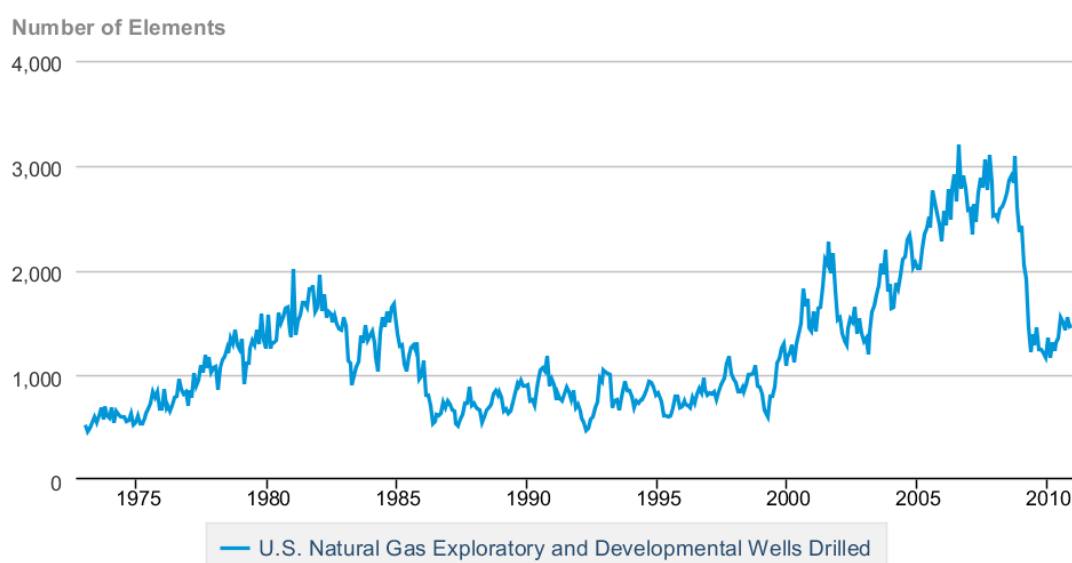
Os EUA são o país pioneiro na exploração e produção a partir de fontes não convencionais, especificamente o shale. O primeiro poço produtor de shale gas nos EUA foi completado em 1821, na cidade de Fredonia, em Nova Iorque. A evolução da produção de gás a partir desta fonte continuou e nos anos 1920 houve o desenvolvimento do primeiro campo de shale gas, conhecido como “Big Sandy field of Kentucky” localizado na estrutura chamada de “Ohio Shale”. O shale gas continuou sendo explorado em território norte-americano, porém em velocidade lenta até os anos 1980, quando houve a descoberta da estrutura “Barnett Shale”. A partir daí, a exploração dessa fonte começou a se intensificar rapidamente até o ponto atual, em que o shale gas se torna uma das principais fontes energéticas dos EUA e também um dos principais “triggers” de crescimento de produção dentro daquele país. No total, existem hoje quase 483 mil poços produtores de gás nos EUA, sendo o Texas o principal estado produtor e também com maior número de poços de produção, com mais de 96 mil poços produtores (dados EIA de 2012 - [http://www.eia.gov/dnav/ng/ng\\_prod\\_wells\\_s1\\_a.htm](http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_wells_s1_a.htm)). As estruturas mais conhecidas dos EUA e que mais produzem atualmente são: Barnett Shale, Marcellus Shale e Fayetteville Shale. (VAGNETI, 2009)

---

<sup>1</sup> Shale gas é o nome em inglês para gás de folhelho e será usado neste trabalho por ser um nome mais aceito tanto na literature estrangeira quanto na literature nacional

A figura abaixo mostra o número de poços exploratórios e de desenvolvimento perfurados mensalmente nos EUA. Vale observar o boom de poços perfurados a partir dos anos 2000, quando foram feitas as principais inovações tecnológicas que deram competitividade à exploração e produção do shale gas. Já o movimento de queda observado deriva da crise de 2008, quando tanto a perfuração de poços exploratórios quanto a de poços produtores caiu pela metade (dados EIA - [http://www.eia.gov/dnav/ng/ng\\_enr\\_wellend\\_sl\\_a.htm](http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_enr_wellend_sl_a.htm)).

### U.S. Natural Gas Exploratory and Developmental Wells Drilled



Source: U.S. Energy Information Administration

Gráfico 1.1 – Histórico de poços perfurados mensalmente nos EUA para exploração e produção de gás natural

Vale ressaltar o grande incentivo que o Estado Norte-Americano deu para a pesquisa e desenvolvimento de tecnologias de exploração e produção de recursos não convencionais, especificamente o shale gas. Esses incentivos vieram através de isenções fiscais, compartilhamento de custos em projetos de desenvolvimento de novas tecnologias e parcerias com universidades para o incentivo ao desenvolvimento dessas técnicas. Há ainda um incentivo fiscal que vem desde 1954 para os produtores americanos, autorizando-os a deduzir os custos intangíveis de exploração, assim chamados os custos de perfuração, serviços geológicos e de preparação de poços para produção, e desenvolvimento da alíquota efetiva do imposto de renda. (LAGE, 2013)

Atualmente a produção do shale gas nos EUA já atingiu uma importância estratégica para o país. A produção total de shale gas no país é 4,24 milhões de barris por dia, o que representa 36% da produção total de gás Norte-americana. Segundo estudo feito pela EIA, a tendência é que haja um considerável crescimento da produção a partir do shale gas, e até 2040 ele representará 50% da produção total de gás nos EUA e produzirá 8,24 milhões de barris por dia. (EIA, 2013)

O boom do shale gas, que começou nos anos 1980, foi liderado principalmente por empresas pequenas e médias do setor nos EUA. Enquanto os grandes players do mercado, conhecidos como “oil majors”, como a Exxon, Chevron e BP estavam focados em explorar ativos no Golfo do México, os blocos de exploração com potencial para produção a partir de fontes convencionais não foram priorizados e com isso houve a oportunidade para que pequenas empresas explorassem esses ativos. Isso abriu espaço para que empresas como a Chesapeake Energy, Occidental Petroleum e Continental Resources fizessem campanhas exploratórias bem sucedidas e alcançassem o *know-how* da exploração de fontes não-convencionais. Muito dessa opção das oil majors se deu porque com o baixo preço do gás e o alto custo de produção a partir de fontes não convencionais, a possibilidade de se auferir lucros nesse tipo de produção era muito menor do que no Golfo do México, onde já havia uma atividade exploratória alta e grandes reservas descobertas, com um break even muito mais atraente. Além disso ainda não haviam sido totalmente desenvolvidas as inovações tecnológicas que possibilitaram a exploração do shale a um custo muito menor do que aquele praticado até os anos 1980. Estas inovações foram: a perfuração horizontal e o faturamento hidráulico, comumente chamado de fracking. (VAGNETTI, 2009 / CROOKS, 2013 / LAGE, 2013)

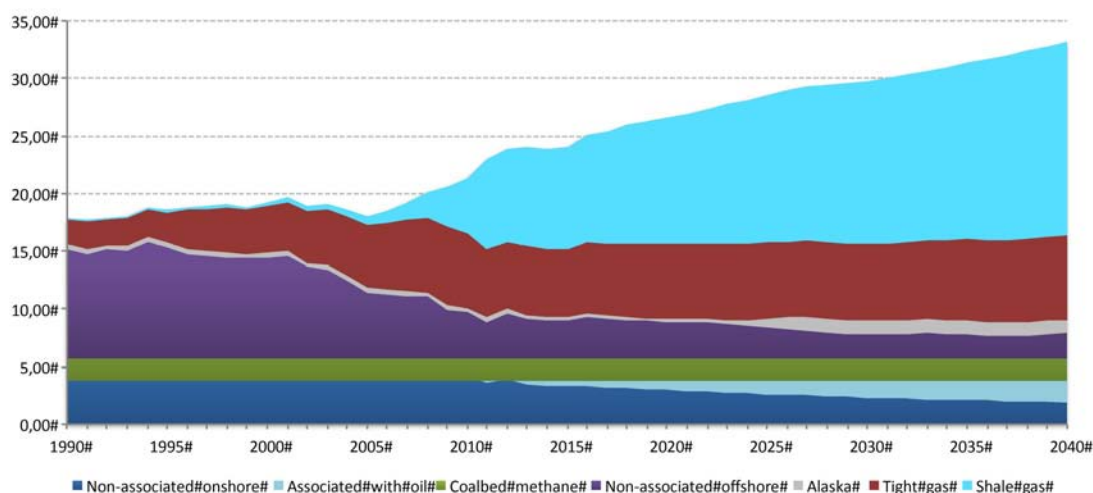


Gráfico 1.2 – Histórico de produção de gás por fonte nos EUA e previsão futura

## I.2 – Perfuração Horizontal

A perfuração horizontal é uma perfuração onde o poço, após atingir uma profundidade desejada que normalmente se localiza acima do reservatório, em uma zona conhecida como “kick off point”, faz um ângulo em relação a vertical, se horizontalizando. A perfuração então continua nesse ângulo criado em relação a perfuração inicialmente vertical. Com isso, ele consegue atingir seções maiores dos reservatórios, que costumam ter uma maior seção horizontal do que vertical. Apesar de ser mais custosa e em algumas situações poder atingir até três vezes o custo de uma perfuração vertical, a perfuração horizontal se viabiliza no momento em que torna desnecessária a perfuração de outros poços para produzir a partir daquele reservatório. Com essa diminuição do número de poços necessários, há uma consequente redução de custos, mesmo com a perfuração horizontal sendo mais custosa que a vertical. Em Barnett a experiência mostrou que um poço horizontal consegue atingir uma área equivalente à quatro poços verticais, e, além disso, mais de um poço pode ser feito no mesmo lugar, bastando mudar a sua direção. (MARES, 2013 / LAGE, 2013)



Figura 1.1 – Esquema de perfuração horizontal e perfuração vertical com fraturamento hidráulico

### **I.3 – Fraturamento Hidráulico**

O faturamento hidráulico, ou fracking, é o processo de faturamento das rochas do shale para que a sua porosidade aumente e haja uma vazão maior de gás fluindo para o poço de produção. Usa-se um fluido, normalmente água com areia ou elementos químicos (veja figura 1.2 abaixo), e esse fluido é injetado na rocha, a altas pressões. Com isso, há a ocorrência de pequenas fraturas na rocha, facilitando o escoamento de gás para o poço e aumentando sua produtividade. Por ser uma rocha com porosidades muito baixas, o shale acaba dificultando a vazão de gás para o poço, então o faturamento hidráulico foi uma forma encontrada para aumentar essa vazão de produção. Dessa forma, a recuperação do gás encontrado no campo se dá de forma mais rápida e isso aumenta a rentabilidade daquele campo. (MARES, 2013 / ENGDAHL, 2013 / LAGE, 2013)



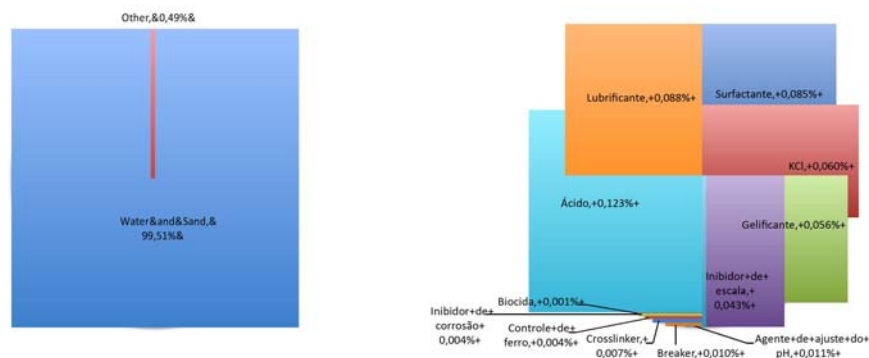


Figura 1.2 – Composição química típica do fluido utilizado no fraturamento hidráulico  
Fonte: VAGNETTI, 2009

O faturamento hidráulico e a perfuração horizontal permitiram que fossem necessários menos poços para a produção de um campo, consequentemente reduzindo seu custo de desenvolvimento e viabilizando desta forma a produção de shale gas a partir de fontes não convencionais. Estas inovações fizeram com que explodisse a produção de shale gas nos EUA, em uma revolução que está trazendo consideráveis desdobramentos para a política energética Norte-americana e reativando indústrias que já não eram mais competitivas nos EUA, como a indústria química por exemplo. (BOND, 2012 / LAGE, 2013)

Outro fator interessante é que após desenvolverem essas tecnologias, os EUA passaram a aumentar o fator de recuperação dos campos de shale gas e isso fez com que eles aumentassem suas reservas recuperáveis. Segundo LAGE (2013), entre 2009 e 2011 a quantidade de reservas recuperáveis nos EUA deu um salto de 49%, passando de 1.600tcf para aproximadamente 2.300tcf e, se levado em conta o cenário otimista, estas reservas dão um salto para 3.500tcf. Hoje, o que se observa é que os produtores norte americanos estão aperfeiçoando o usos dessas técnicas e para 2014, segundo estudo de YUEN (2013) o número de sondas necessárias para manter os níveis de produção do shale gas devem diminuir.

## CAPÍTULO II – PRINCIPAIS PROSPECTOS DE SHALE GAS NOS EUA

### II.1 – The Barnett Shale – onde tudo começou

O mais proeminente campo produtor de shale gas no EUA fica localizado na Bacia de Fort Worth, no Texas. Com mais de dez mil poços perfurados até hoje, esse campo é considerado o exemplo mais fiel do modelo de desenvolvimento moderno iniciado nos EUA. Ali foram colocadas em práticas as inovações tecnológicas que possibilitaram o amplo desenvolvimento comercial de shale gas, quais sejam a perfuração horizontal e o fraturamento hidráulico. A perfuração de poços horizontais no campo de Barnett, cuja reserva se localiza a uma profundidade de quase 2.000m, ocorre com uma área coberta de 24 à 64 hectares por poço e a área onde se localiza o campo possui um tamanho aproximado de 13.000km<sup>2</sup>. A estimativa de reserva no campo é de aproximadamente 10 trilhões de metros cúbicos com uma reserva recuperável de 1,3 trilhão de metros cúbicos recuperáveis, gerando uma taxa de recuperação de aproximadamente 13%. A concentração de gás na reserva é uma das maiores concentrações dentre os maiores campos de shale gas dos EUA, contendo aproximadamente de 8,5 metros cúbicos de gás por tonelada de rocha a até 10 metros cúbicos por tonelada de rocha. (VAGNETTI, 2009)

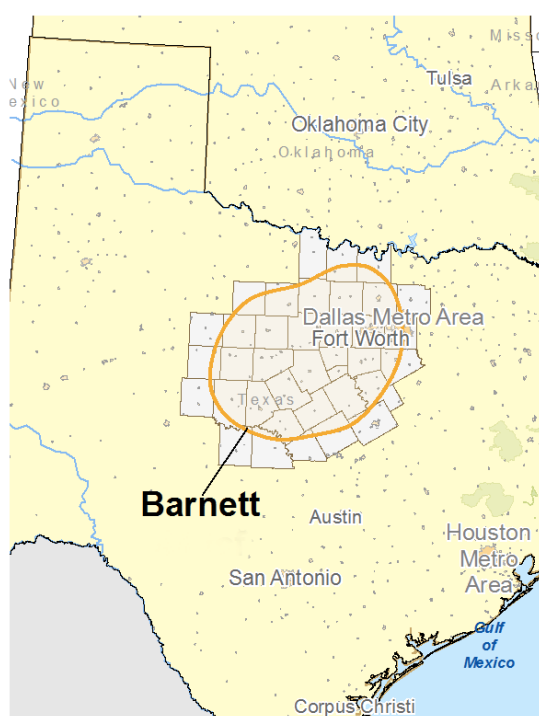


Figura 2.1 – Mapa de Barnett shale

## **II.2 – Marcellus Shale – o gigante em área nobre**

Marcellus Shale é a maior reserva de shale gas dos EUA, abrangendo seis estados no nordeste americano, a área mais desenvolvida do país e onde se concentra o maior consumo de energia. Em uma profundidade aproximada de 1.200m, esta reserva tem idade devoniana média, isto é, entre 385 e 397 milhões de anos, e desde a criação do Natural Gas Policy Act, em 1978, Marcellus shale já viu uma aceleração na produção durante os anos 1980 e posteriormente, com o declínio no preço do gás, uma desaceleração durante os anos 1990. Em 2003, a empresa Range Resources Corporation perfurou o primeiro poço economicamente viável na área, no estado da Pensilvânia, usando as tecnologias de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico. A produção se iniciou em 2005 e até Setembro de 2008 já haviam sido expedidas 518 autorizações para perfuração de poços naquele estado, com 277 já tendo sido executados.

Marcellus shale abrange uma área total de 250.000km<sup>2</sup> e o net pay da reserva varia de 15 à 60 metros. Apesar de ter uma coluna não muito espessa nem muito porosa, a sua imensa área faz com que haja uma estimativa de reservas de 42 trilhões de metros cúbicos e recursos recuperáveis de 7.5 trilhões de metros cúbicos. Por ser uma reserva ainda pouco desenvolvida, estas estimativas são revisadas com certa frequência.

O desenvolvimento dessa área será de considerável importância para a estratégia norte americana de geração de energia, uma vez que há potencial na área para ser a principal fonte de abastecimento de energia para a região nordeste dos EUA, como já dito aqui, a maior consumidora dentro do país. (VAGNETTI, 2009)

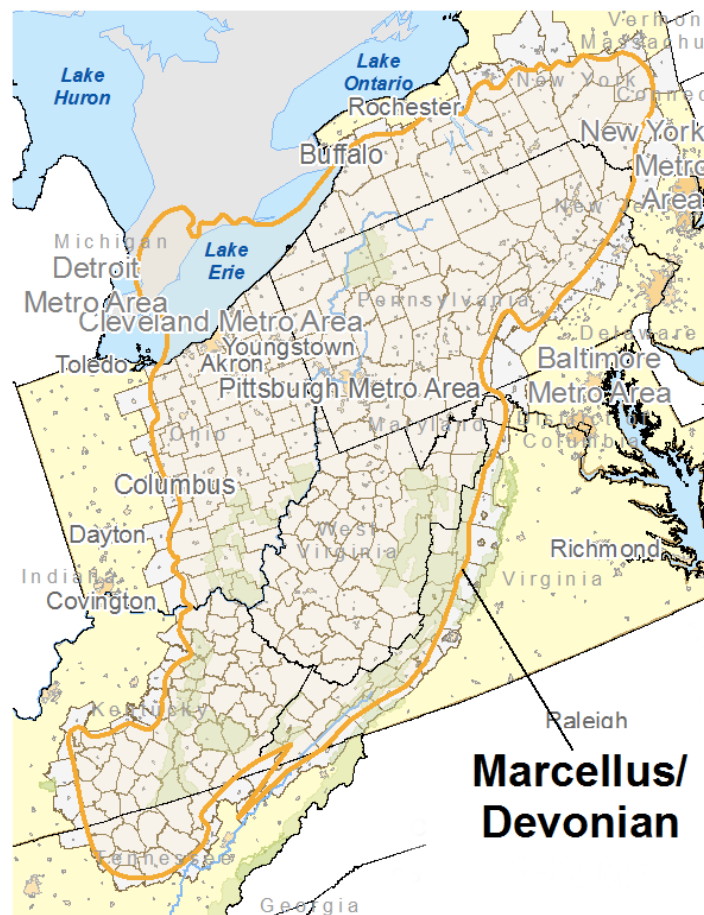


Figura 2.2 – Mapa de Marcellus shale

### II.3 – Fayetteville Shale – O irmão mais novo do Barnett

Fayetteville se localiza na Bacia do Arkoma, no norte do Arkansas e leste de Oklahoma. A concentração de gás está a uma profundidade que varia entre 300m e 2.100m, em uma idade geológica carbonífera mississippiana, isto é, aproximadamente 356 milhões de anos. O desenvolvimento desta área se iniciou no começo dos anos 2000, pelas mãos das mesmas companhias que conseguiram explorar com sucesso a estrutura de Barnett. Essas empresas encontraram diversos paralelos entre os dois campos e com isso aplicaram as técnicas bem sucedidas de Barnett em Fayetteville para fazer deste um campo viável economicamente.

Entre 2004 e 2007 o número de poços perfurados no campo a cada ano pulou de 13 para mais de 600. Atualmente há mais de 1.000 poços produtores no prospecto que atingem uma produção anual próxima aos 250 bilhões de metros cúbicos por ano, transformando Fayetteville em uma das estruturas mais ativas de shale gas dos EUA.

A área de Fayetteville é quase o dobro da área de Barnett, e os poços perfurados abrangem uma área entre 0,3km<sup>2</sup> e 0,6km<sup>2</sup>. Apesar de ter uma área maior que Barnett, sua porosidade é menor (60 à 220 scf/ton contra 300 à 350 scf/ton) o que faz com que as expectativas de *gas in place* e recursos recuperáveis seja menor que a de Barnett (52tcf e 41.6tcf). (VAGNETTI, 2009)

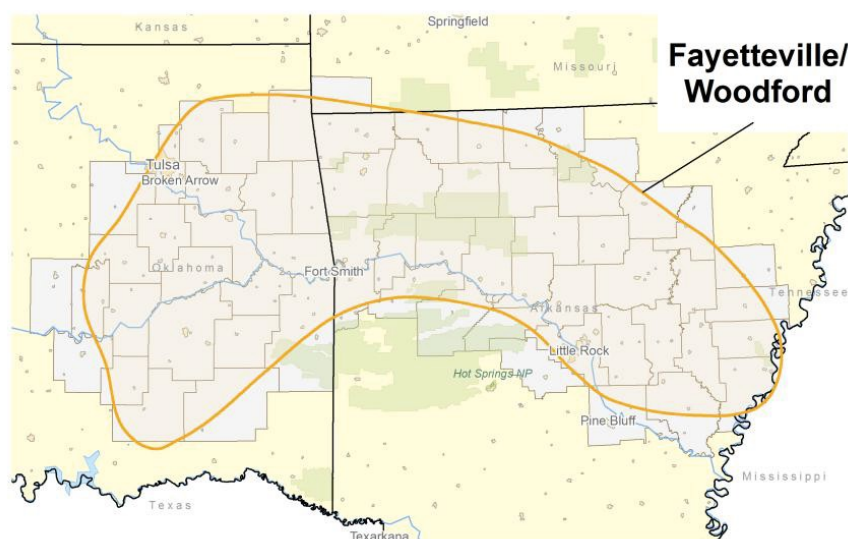


Figura 2.3 – Mapa de Fayetteville shale

## II.4 – Regulação nos EUA

Os EUA não possuem uma regulação específica para a exploração de produção de shale gas, sendo usadas as mesmas regras aplicadas à exploração e produção de fontes convencionais. A agência de proteção ambiental dos EUA (EPA) é a responsável por administrar a grande maioria das leis federais que regulam esta atividade. Além destas leis, os estados tem a sua própria agência regulatória, que entre outras coisas autoriza a perfuração de poços, sua localização, operação, abandono e também emissão de efluentes, impactos ambientais e injeção de fluidos.

As principais leis nos EUA são a *Clean Water Act*, que regula o descarte de água associada ao gás quando da exploração e produção dele, o *Safe Drinking Water Act*, que regula a injeção de fluidos no subsolo americano, o *Clean Air Act*, que limita a emissão de gases provenientes da exploração e produção de shale, e, finalmente, a *National Environmental Policy Act*, que analisa e regula os impactos ambientais resultantes desta atividade. (VAGNETTI, 2009)

Por ser um tema extenso e ainda com uma literatura pequena, não será analisado o impacto ambiental causado pela exploração e produção de shale gas bem como a política ambiental dos EUA. Além desses “acts”, os Estados também tem as suas próprias regras, como já citado. Elas, no entanto, devem ser no mínimo tão restritivas quanto as leis federais e devem ser submetidas à aprovação da EPA para se tornarem válidas. (VAGNETTI, 2009)

Toda atividade exploratória nos EUA necessita de uma aprovação dos estados antes de se iniciar, isto é, a perfuração só pode acontecer mediante uma autorização particular para cada poço, contendo as suas informações. Se necessário, uma inspeção prévia é feita antes da atividade exploratória começar, para que seja garantido o cumprimento de todas as normas e, além disso, em média todo poço recebe ao menos uma inspeção por ano.

Além das regras já impostas pelas leis federais e estaduais, ainda pode haver o casos de situações especiais, que requeiram outros tipos de imposições de outras esferas governamentais. Exemplos disso são explorações em áreas de proteção ambiental, áreas densamente povoadas e reservas indígenas entre outros. Nesses casos, em que se tratam de terras públicas federais, cabe ao governo licitar as áreas.

É importante ressaltar que, nos EUA, os subsolo também é propriedade privada. Com isso, não há a necessidade de se fazerem leilões frequentes para a concessão de blocos de exploração. O que acontece é que as empresas interessadas em explorar determinadas áreas entram em acordo com o dono dessas áreas e firmam um contrato de aluguel onde constam todas as obrigações das partes com relação àquela atividade exploratória e eventual descoberta de reserva e posterior produção. No entanto, isso não exclui o pagamento de royalties ao Estado. Segundo HUNT (2012), mais de 96% do crescimento da produção de shale gas nos EUA veio de operações em terras privadas.

Nesse processo podem acontecer alguns conflitos, tais como: produção em áreas de limite interestadual, descobertas em áreas externas àquela onde foi feito o acordo e também em áreas onde o proprietário da terra é um e o proprietário do subsolo é outro. No primeiro e no segundo caso é feita uma unitização da área, um

processo bastante conhecido que também é aplicado no Brasil. Este processo nada mais é do que a delimitação da área do campo de produção, com o pagamento de tributos, royalties e taxas decorrentes daquele campo, em proporcionais à área ocupada. No último caso a regulação protege o detentor da terra onde são instaladas as facilidade de produção. Este também tem direito à royalties e ao pagamento de aluguel do espaço ocupado. (VAGNETTI, 2009 / LAGE, 2013)

## **II.5 – O processo de Exploração e Produção de Shale Gas**

O processo completo de exploração e produção de Shale Gas tem as seguintes etapas, segundo VAGNETTI:

- 1) Lease da área: A companhia interessada em explorar determinada área faz um contrato privado com o dono daquela área ou, se for uma área pública, participa do processo de licitação da mesma.
- 2) Concessão de autorizações: É a etapa em que o interessado busca junto às autoridades regulatórias todas as autorizações necessárias para iniciar sua campanha exploratória. Para isso ele deve apresentar documentos, planos de exploração, medidas de proteção ambiental a serem adotadas, planejamento de descarte de água associada, fluido de injeção a serem usados e qualquer outra medida ou documento que a autoridade regulatória exigir.
- 3) Construção de infraestrutura: uma vez que as permissões foram concedidas, a companhia irá desenvolver toda a infra-estrutura de acesso ao local do poço e todas as facilidades necessárias para iniciar a perfuração.
- 4) Perfuração e compleção: é a perfuração e cementação do poço.
- 5) Fraturamento hidráulico
- 6) Produção
- 7) “Workover”: é o processo que se faz para manutenção das instalações do poço bem como para sua melhor operação. É feito várias vezes durante a fase de produção do poço, para diminuir sua taxa de depleção e garantir a segurança da operação.
- 8) Abandono do poço: uma vez que o poço já atingiu seu “limite econômico”, ele é abandonado e termina a sua produção. Ao fazer isso, a companhia deve

realizar toda a reconstrução da área afetada e cumprir exigências que o Estado venha a fazer.



## **CAPÍTULO III – BRASIL: POTENCIAL E DESAFIOS**

### **III.1 – Características gerais da atividade exploratória e produtora no país**

O Brasil é atualmente conhecido como um dos países com maior capacidade e conhecimento em exploração e produção de óleo e gás em águas profundas e ultra-profundas. O país produz atualmente 2.081 milhões de barris de óleo e 79 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia. Desses, 1.910 milhões de barris de óleo e 57 milhões de metros cúbicos gás natural são produzidos de campos offshore. (BDEP – Produção de petróleo e gás natural por poço – Novembro 2013)

O país agora entra em uma nova etapa, acompanhando uma tendência mundial de exploração de ativos não-convencionais em blocos terrestres. O país possui 18 bacias onshore, das quais 14 podem ter reservas de hidrocarbonetos não-convencionais. Atualmente, somente 3 bacias onshore produzem uma quantidade significativa de óleo e gás, que são a bacia do Solimões, com uma produção 11,6 milhões de metros cúbicos por dia, a bacia do Parnaíba, onde a OGX em conjunto com a Petra, desenvolveram um campo produtor de gás que hoje produz 5,6 milhões de metros cúbicos por dia e a bacia do Recôncavo, que produz 2,4 milhões de metros cúbicos por dia. A estimativa de reservas do Brasil feita pelo estudo de KUUSKRA (2013) à partir de fontes não-convencionais e considerando apenas as três principais bacias do país é em torno de 7 trilhões de metros cúbicos recuperáveis, e as suas principais bacias terrestres são a bacia do Paraná, a bacia do Solimões e a bacia do Amazonas.

A décima segunda rodada de licitações da ANP ofereceu apenas blocos em terra e muitos dos quais com potenciais reservatórios não convencionais. Isto dará ao Brasil uma nova perspectiva do seu real potencial de reservas terrestres, e, conseqüentemente, de reservas não convencionais. O país ainda esbarra na falta de um marco regulatório para a exploração desses ativos, bem como na falta de infraestrutura em muitas das regiões onde serão licitados alguns blocos exploratórios. Isto faz com que o custo de perfuração de um poço em terra, que gira em torno de três milhões de dólares nos EUA chegue a custar até nove milhões de dólares no Brasil. Além disso, enquanto os EUA possuem 1.710 sondas terrestres, o Brasil tem apenas

54 sondas no total, considerando sondas terrestres e sondas para perfuração offshore, que são a grande maioria. (POLITO, 2013 / LUNADO, 2013 / SHOEMAKER, 2014)

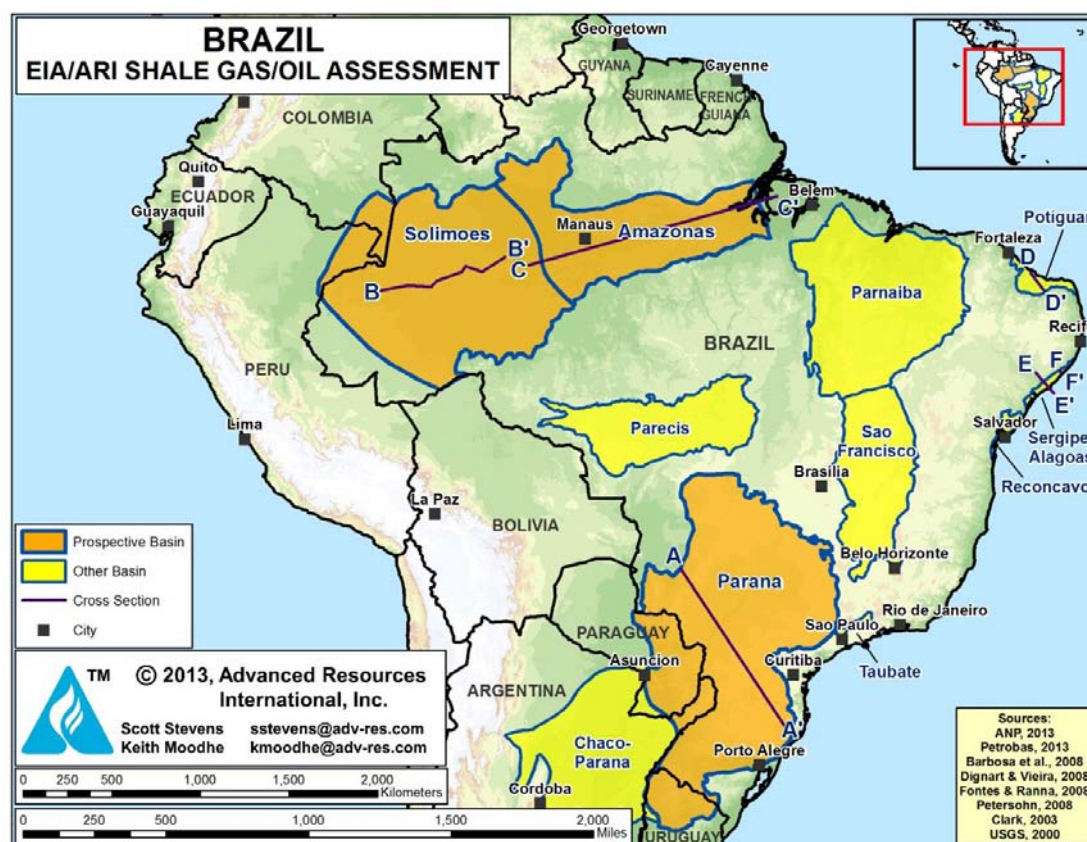


Figura 3.1 – Mapa dos prospectos de shale gas no Brasil

Bacia/(Área)bruta	Paraná 747.000,mi2			Solimões 350.000,mi2		Amazonas 230.000,mi2		
Formação(de shale)	Ponta Grossa			Jandiutuba		Barreirinha		
Idade(geológica)	Devoniana			Devoniana		Devoniana		
Área(prospectiva)(mi2)	25.600	18.050	22.840	8.560	54.750	5.520	3.260	44.890
Intervalo(de profundidade)(pés)	9.500,-13.000	10.000,-14.000	12.000,-16.400	3.300,-10.000	10.000,-16.400	5.500,-13.000	8.000,-14.000	3.300,-16.400
Fase(do gás)	Associado	Líquido	Seco	Líquido	Seco	Associado	Líquido	Seco
Gas\$in\$place\$risgado(Tcf)	78,5	120,7	250,4	25,8	296,8	12,6	22,2	472,4
Recuperável(riscado)(Tcf)	6,3	24,1	50,1	5,2	59,4	1,0	4,4	94,5

Tabela 3.1 – Dados gerais e de reservas das três principais bacias de shale gas do Brasil

### III.2 – Bacia do Paraná

A bacia que atualmente tem maior potencial de reservas não-convencionais é a bacia do Paraná. Com campanhas exploratórias até o início da década de 1990, a bacia tem hoje uma expectativa de ter até 2,5 trilhões de metros cúbicos de gás, seja associado, líquido ou seco, em suas formações de shale. A sua primeira descoberta se deu no prospecto de Barra Bonita, em 1996, uma reserva de aproximadamente 1 bilhão de metros cúbicos localizada em um campo de baixa permeabilidade, declarado à época como não-comercial. (KUUSKRA, 2013)

Atualmente não há nenhuma produção nessa bacia, que se localiza na região mais rica e desenvolvida do Brasil e por onde passam dois importantes gasodutos, o gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol) e o gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre. (KUUSKRA, 2013)

Até hoje foram perfurados 124 poços exploratórios na Bacia do Paraná, o que dá uma baixa média de 1 poço para cada dez mil quilômetros quadrados. Além disso, já foram feitos aproximadamente 30.000 km de sísmica 2D na bacia. É importante ressaltar que dois terços da bacia são cobertos por uma lama basáltica, o que impede uma melhor definição da geologia da bacia bem como encarece os custos de perfuração. Tirando este fator, a geologia da bacia do Paraná é simples, sem muitas complicações para o processo de perfuração. (KUUSKRA, 2013)

A principal rocha geradora de hidrocarbonetos na bacia fica na formação Ponta Grossa, de idade devoniana. Essa formação fica a aproximadamente 600m de profundidade, no centro da bacia e tem uma espessura em torno de 300m. A maior parte da bacia ainda se encontra “imatura” termicamente, ou seja, ainda não atingiu a temperatura ideal para a geração e armazenamento de hidrocarbonetos, mas há uma grande concentração de hidrocarbonetos na área central da mesma com grande potencial de produção. (KUUSKRA, 2013)

As reservas recuperáveis riscadas de shale gas da bacia provenientes da formação Ponta Grossa estão calculadas em torno de 2,3 trilhões de metros cúbicos. Já a reserva total de shale gas (*shale gas in-place*) é estimada em 12,7 trilhões de metros cúbicos. (KUUSKRA, 2013)

É importante ressaltar que a empresa Amerisur vem discutindo o potencial de shale gas na porção paraguaia da bacia do Paraná e planeja fazer uma campanha exploratória na região, iniciando com a perfuração de um poço pioneiro no bloco de San Pedro no segundo semestre de 2014. (Site Amerisur - <http://www.amerisurresources.com/projectsinparaguay.html>)

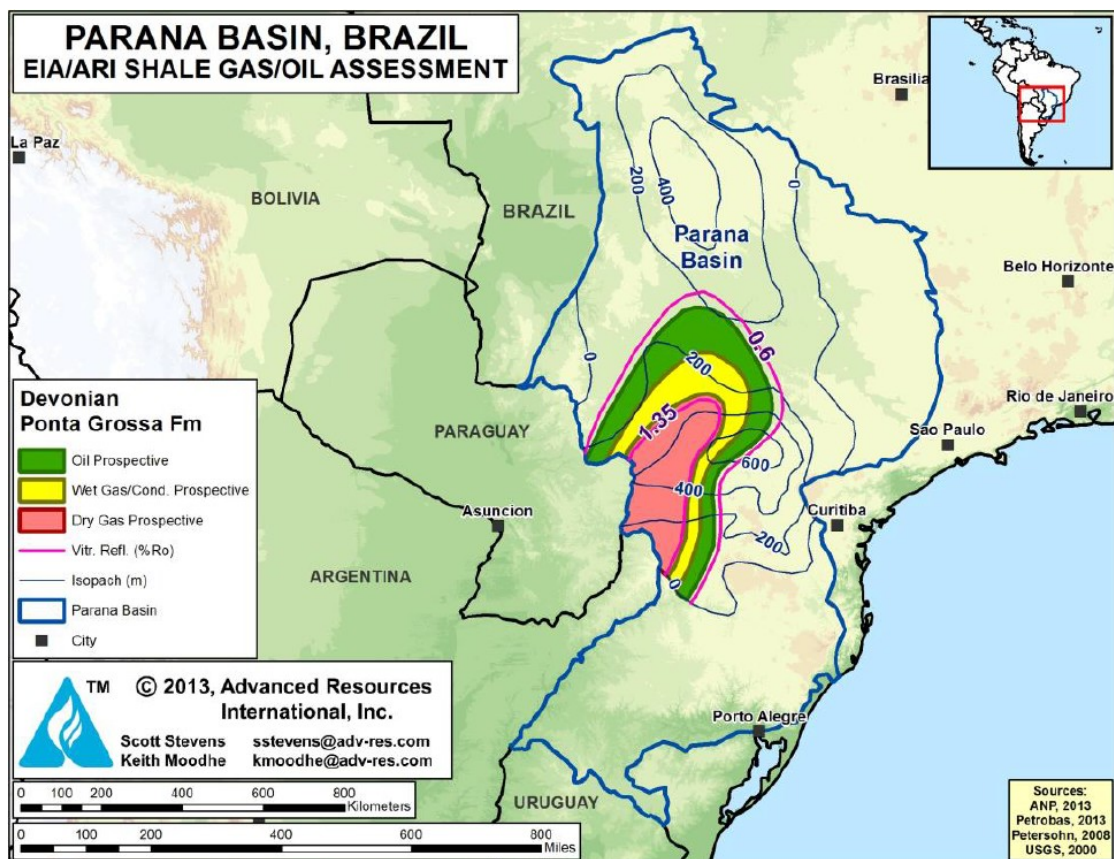


Figura 3.2 – Bacia do Paraná

### III.3 – Bacia do Solimões

A bacia do Solimões localiza-se no coração da Amazônia e é hoje a bacia onshore com maior produção de gás no Brasil, a partir da formação Juruá, produzindo 73,5 mil barris por dia de gás, com o escoamento da produção de gás sendo feito em grande parte pelo gasoduto Urucu-Coari-Manaus. A formação Juruá provém de três rochas geradoras, que são a Jandiatuba, Jaraqui e Ueré. A principal rocha geradora é a Jandiatuba, que possui uma seção de 50m de espessura de shale gas, em uma profundidade que varia entre 2.000m e 3.000m. (KUUSKRA, 2013)

Vale ressaltar as dificuldades logísticas de se perfurar na bacia do Solimões. Localizada em uma área remota e de difícil acesso, o custo de perfuração na área é bem mais alto do que em regiões habitadas ou com infra-estrutura adequada. As sondas tem que ser transportadas ou por helicópteros (em partes) ou por balsas, pelos rios navegáveis da região, bem como todos os equipamentos e pessoal. Além disso, por se tratar de uma área de reserva ambiental, a burocracia para se conseguir

autorizações para desmate de áreas e perfurações es na região é bem mais demorada. (KUUSKRA, 2013)

Recentemente a empresa HRT fez descobertas de gás na região, também provenientes da formação Juruá e em reservatórios convencionais. Porém a empresa agora enfrenta problemas para monetizar esse gás, já que a área não tem nenhuma infraestrutura capaz de fazer o escoamento de gás, e transformar o gás natural em GNL é um processo caro e que faz com que a produção perca sua viabilidade.

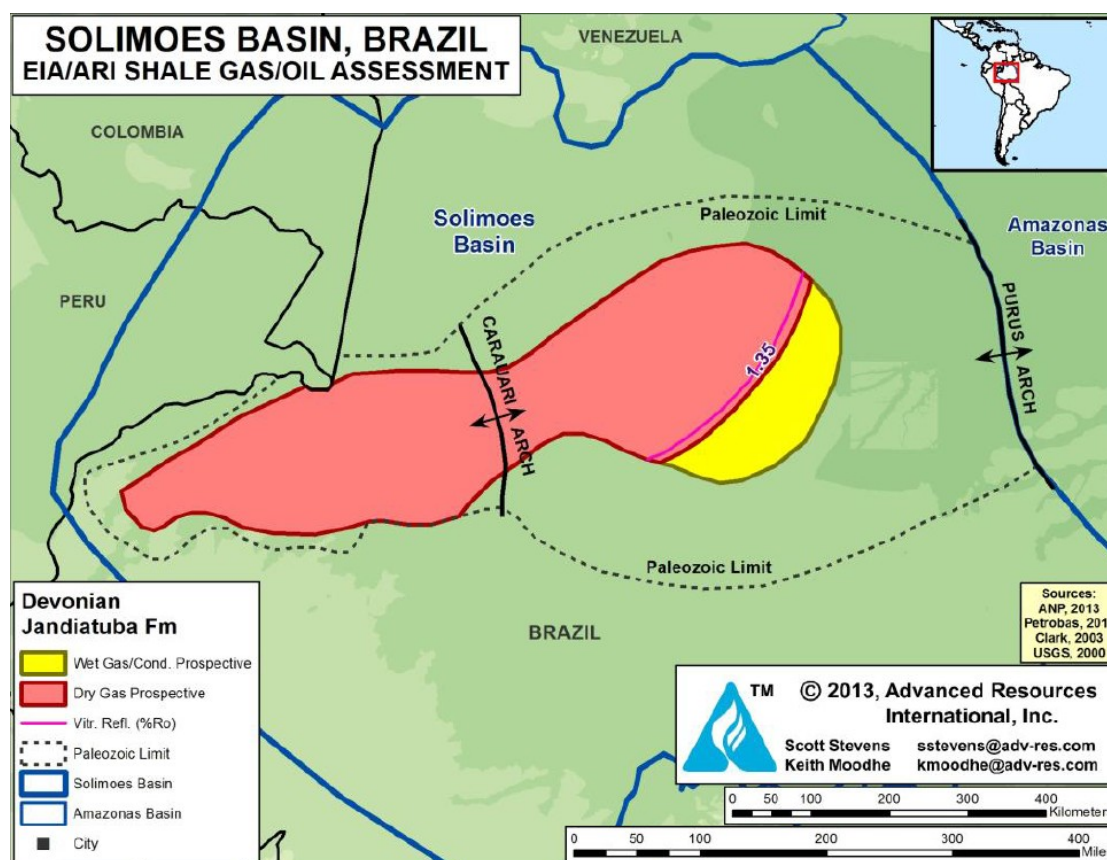


Figura 3.3 – Bacia do Solimões

### III.4 – Bacia do Amazonas

A bacia do Amazonas tem muitas características parecidas com a bacia do Solimões, desde a localização geográfica, ambas se localizam na região norte do Brasil, no coração da Amazônia e, com isso, enfrentam diversas dificuldades logísticas e de infraestrutura, deixando seus custos de perfuração mais altos em relação à outras bacias. (KUUSKRA, 2013)



As primeiras reservas de hidrocarbonetos descobertas na região aconteceram em 1999 e a sua produção e comercialização se iniciou em 2009, com a conclusão da construção e comissionamento do gasoduto Urucu-Coari-Manaus. Este gasoduto transportava, em 2010, uma quantidade média de 10 milhões de metros cúbicos por dia, a grande maioria proveniente dos campos produtores da bacia do Solimões, com apenas uma pequena quantidade proveniente da bacia do Amazonas. Atualmente não há produção da Bacia do Amazonas nem qualquer atividade exploratória. (KUUSKRA, 2013)

As características geológicas da bacia do Amazonas são consideradas relativamente simples, e além disso são bastante parecidas com a Bacia do Solimões. Há, na formação Barreirinha uma potencial reserva de shale, em profundidades entre 2.000m e 4.000m, em idade devoniana. Os recursos recuperáveis riscados de shale gas na bacia foram calculados em torno de 2,8 bilhões de metros cúbicos. (KUUSKRA, 2013)

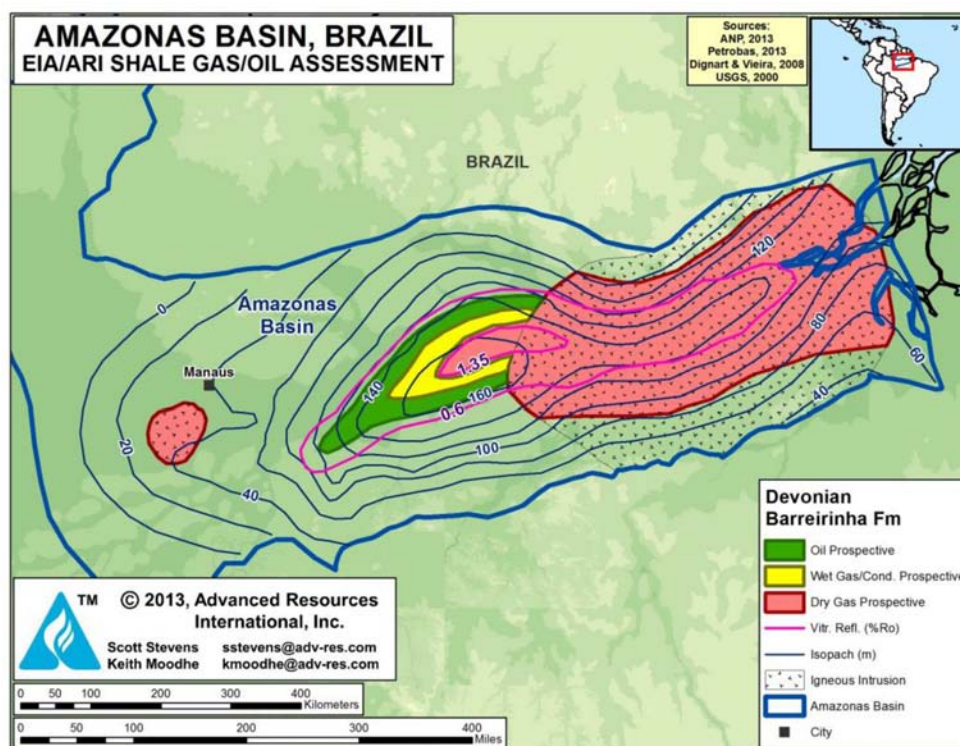


Figura 3.4 – Bacia do Amazonas

### **III.5 – Processo regulatório no Brasil**

No Brasil, o governo federal é o proprietário de todo o subsolo do país, e atividades de exploração e produção de óleo e gás só podem ser feitas mediante concessão via licitação de áreas pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), a agência reguladora deste tipo de atividade no Brasil. Dessa forma, desde 1997, ano em que a Petrobras perdeu o poder do monopólio da exploração de hidrocarbonetos no Brasil, é o regime concessão, e mais recentemente o regime de partilha para o polígono do pré-sal, que determina a regulação dos processos licitatórios de blocos exploratórios. Este sistema é uma cessão para exploração do subsolo dos blocos exploratórios ofertados para empresas interessadas que colocam ofertas durante as rodadas de licitações da ANP. Uma vez que os blocos foram licitados, inicia-se a campanha exploratória. O primeiro Round de licitações foi o Round 0, em 1998, sendo apenas para que a Petrobras separasse áreas de seu interesse naquele momento e criasse seu portfólio inicial. (site ANP - <http://www.anp.gov.br/?id=2656>)

O método pelo qual a ANP decide os vencedores de suas rodadas licitatórias envolve os seguintes aspectos: um mínimo conteúdo nacional, que significa que o ofertante deve respeitar uma política de conteúdo nacional mínimo nos equipamentos a serem utilizados na atividade exploratória e de desenvolvimento do campo; um programa exploratório mínimo, isto é, uma quantidade mínima de atividades exploratórias que o ofertante deve fazer no bloco que deseja explorar, como sísmicas e perfurações, e, por fim, o pagamento de um bônus de assinatura, que é um valor a ser pago ao governo federal para que se receba a autorização para exploratório do bloco que se deseja explorar. Vale ressaltar que na exploração onshore, foco deste trabalho, há também que ser acordado com os donos dos terrenos um aluguel do mesmo, bem como especificidades como royalties e outras formas de pagamento ao proprietário do terreno, e este processo também é fiscalizado pela ANP. Quando o terreno pertence ao governo federal, não há pagamento pelo seu aluguel, mas uma taxa similar à um aluguel, chamada taxa de retenção. (ANP, 2013)

Quando uma descoberta é feita, a ANP deve ser notificada em até 48 horas pelo operador da área e este operador deve realizar após esta descoberta um plano conhecido como Plano de Avaliação da Descoberta (PAD), para melhor fundamentar

que tipo de descoberta foi feita e qual a qualidade da mesma. A partir dos resultados desse plano é que se decide por um desenvolvimento daquele bloco, quando haverá uma delimitação da área a ser desenvolvida, esta área deixará de fazer parte do bloco exploratório e passará a ser um campo de produção.

### **III.5.A – Política de Conteúdo Nacional**

Esta medida foi adotada desde o Round 1, que foi a 2<sup>a</sup> Rodada de Licitações da ANP. Seu objetivo principal é desenvolver tecnologia e know-how na fabricação de equipamentos e embarcações no Brasil para a exploração e o desenvolvimento de blocos exploratórios e campos de petróleo. Vale ressaltar que a tecnologia embarcada em cada equipamento e mesmo as técnicas utilizadas não precisam ser brasileiras. A obrigatoriedade no caso dessa política é de que sejam feitas aqui as facilidades necessárias para cada projeto de exploração e desenvolvimento. Este fator criou uma conjuntura particular na indústria naval e de óleo e gás no Brasil, uma vez que muitas empresas estrangeiras do setor começaram a abrir unidades fabris e centros de pesquisa aqui e além disso, os melhores estaleiros nacionais, com melhor performance de produção e maior confiabilidade de processos são aquele que, hoje, tem parcerias com os melhores e mais eficientes estaleiros do mundo, localizados no sudeste asiático. (ANP – Editais de licitações / COLIN, 2006)

A aplicabilidade desta lei, no entanto, é muitas vezes questionada, já que a capacidade de produção de equipamentos e embarcações no Brasil não atende em determinados momentos a demanda pelos mesmos. Além disso, outro foco de reclamações do setor tem sido o custo que esse tipo de medida implica nos projetos exploratórios e de desenvolvimento. Por ser de uma natureza basicamente offshore, os custos para esse tipo de exploração e desenvolvimento podem até triplicar se feitos em território nacional, segundo estimativas de empresas do setor. Os motivos alegados para este custo mais alto são a ineficiência e o famoso “custo Brasil”, que seriam tributos de ordem trabalhista e fiscal. (QUINTANS, 2012 / PANASSOL, 2012)

Para a atividade onshore os problemas ainda são desconhecidos, uma vez que a exploração é feita em menor escala e não há outro histórico recente de projetos de



exploração em escala relativamente relevante além da campanha exploratória da empresa HRT em seus blocos exploratórios da bacia do Solimões, que teve um relativo sucesso exploratório, porém devido à problemas logísticos não obteve sucesso financeiro.

Fase)de Exploração	Terra		Águas)Rasas		Águas)Profundas	
	Conteúdo Nacional	Conteúdo Nacional	Conteúdo Nacional	Conteúdo Nacional	Conteúdo Nacional	Conteúdo Nacional
	Mínimo0(%)	Máximo0(%)	Mínimo0(%)	Máximo0(%)	Mínimo0(%)	Máximo0(%)
Round01	0%	50%	0%	50%	0%	50%
Round02	0%	50%	0%	50%	0%	50%
Round03	0%	50%	0%	50%	0%	50%
Round04	0%	50%	0%	50%	0%	50%
Round05	30%	70%	30%	70%	30%	70%
Round06	30%	70%	30%	70%	30%	70%
Round07	30%	70%	30%	70%	30%	70%
Round08	30%	70%	30%	70%	30%	70%
Round09	37%	55%	37%	55%	37%	55%
Round010	70%	80%	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Round011	70%	80%	37%	55%	37%	55%
Round012	70%	80%	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

Tabela 3.2 – Conteúdo local mínimo das rodadas de licitação de blocos exploratórios

### III.5.B – Programa Exploratório Mínimo

O programa exploratório mínimo é um dos critérios utilizados para análise das propostas de concessão dos blocos exploratórios no Brasil. Este programa consiste em dar uma classificação, em pontos chamados de unidade de trabalho, para toda atividade exploratória garantida pelos concessionário no ato da apresentação da proposta. Com isso, ganha mais pontos no processo licitatório quem mais se comprometer a garantir uma atividade exploratória mais abrangente e mais intensa em um determinado bloco. Esta medida serve como uma tentativa de garantir que haja atividade exploratória relevante nos blocos licitados. (ANP – [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br))

### III.5.C – Bônus de Assinatura

Este nada mais é do que o valor pago ao governo, em parcela única, para a obtenção da concessão dos blocos exploratórios. O bônus de assinatura não pode ser nunca menor do que o mínimo estabelecido pela agência reguladora e deve ser pago dentro do dado prazo por ela. (ANP – [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br))

### III.6 - 12ª rodada da ANP

A décima segunda rodada de licitações da ANP aconteceu em Novembro de 2013 e foi um marco para as atividades onshore brasileiras, pois foi a primeira rodada de licitações de blocos exclusivamente em terra e também porque foi o passo inicial para desenvolver atividades exploratórias que objetivem encontrar reservatórios não convencionais no subsolo brasileiro. Foram ofertados 240 blocos em 13 setores de 7 bacias sedimentares brasileiras: Acre-Madre de Dios, Paraná, Parecis, Parnaíba, Recôncavo, São Francisco e Sergipe-Alagoas.

Bacia	Setor	Modelo Exploratório	Número de Blocos <sup>1</sup>	Área em Oferta (km <sup>2</sup> )	Fase de Exploração <sup>2</sup> (anos)	Período Exploratório (anos)	Valores referentes ao Pagamento pela Retenção de Área <sup>3</sup>	Qualificação Mínima Requerida <sup>4</sup>
							(R\$/km <sup>2</sup> /ano)	
Acre-Madre de Dios	SAC	Nova Fronteira	9	19.719,37	8	5+3	64,48	B
Paraná	SPAR-CS	Nova Fronteira	14	38.271,85	6	4+2	161,20	C
	SPAR-CN	Nova Fronteira	5	11.101,36			107,47	C
Parnaíba	SPN-O	Nova Fronteira	32	23.462,24	6	4+2	107,47	C
Parecis	SPRC-L	Nova Fronteira	3	8.992,18	6	4+2	107,47	C
	SPRC-O		11	32.439,22				
Recôncavo	SREC-T2	Madura	20	588,65	5	3+2	34,39	C
	SREC-T4		30	863,24				
Sergipe-Alagoas	SSEAL-T2	Madura	22	617,57	5	3+2	34,39	C
	SSEAL-T3		28	862,98				
	SSEAL-T4		21	656,29				
	SSEAL-T5		9	281,93				
São Francisco	SSF-N	Nova Fronteira	36	26.059,69	6	4+2	107,47	C

Tabela 3.3 – Blocos ofertados na 12ª Rodada da ANP

O objetivo desta rodada foi fomentar a atividade exploratória brasileira não só em terra (onshore), mas também em áreas de fronteira, que tiveram até hoje pouquíssima atividade exploratória e que, portanto, precisam ser melhor estudadas e avaliadas. Estas áreas estão localizadas nas bacias de Acre-Madre de Dios, Paraná, Parecis, Parnaíba e São Francisco. As bacias consideradas maduras dentre as que estão em oferta são as bacias do Recôncavo e de Sergipe-Alagoas.

Para a política de pontuação e classificação das empresas que fizeram propostas foram definidos os compromissos de conteúdo local mínimos e máximos.

Localização do Bloco	Fase de Exploração		Etapa de Desenvolvimento	
	Mínimo (%)	Máximo (%)	Mínimo (%)	Máximo (%)
Áreas Terrestres	70	80	77	85

Tabela 3.4 – Conteúdo local mínimo da 12ª Rodada da ANP

O fato de haver um compromisso de conteúdo local máximo serve apenas para fins de pontuação no processo licitatório, não havendo qualquer impedimento para que haja um conteúdo local maior do que o máximo estipulado. Já quanto ao valor mínimo, os percentuais devem ser respeitados, do contrário a oferta será desconsiderada.

Quanto à ponderação dada à cada critério de classificação das propostas, a agência reguladora definiu da seguinte forma: o bônus de assinatura tem peso de 40%, o programa exploratório mínimo tem peso de 40% e o compromisso de conteúdo local tem 20%, sendo 5% para a fase de exploração e 15% para a fase de desenvolvimento. Desta forma a ANP tenta garantir que empresas com boa situação de caixa, já que dá um peso considerável ao bônus de assinatura, e também que assumam um compromisso com a qualidade e a amplitude do processo exploratório tenham mais chances de ganhar as concessões, por isso que o bônus de assinatura e programa exploratório mínimo tem maior peso dentro do sistema classificatório. (ANP, 2013)

$$\text{NOTA 1} = 40 \times \left( \frac{\text{Bônus de Assinatura ofertado (R\$)}}{\text{Maior Bônus de Assinatura ofertado (R\$)}} \right)$$

$$\text{NOTA 2} = 5 \times \left( \frac{\text{CL(\%) ofertado na Fase de Exploração}}{\text{Maior CL(\%) ofertado na Fase de Exploração}} \right)$$

$$\text{NOTA 3} = 15 \times \left( \frac{\text{CL(\%) ofertado na Etapa de Desenvolvimento}}{\text{Maior CL(\%) ofertado na Etapa de Desenvolvimento}} \right)$$

$$\text{NOTA 4} = 40 \times \left( \frac{\text{PEM ofertado em UTs}}{\text{Maior PEM ofertado em UTs}} \right)$$

$$\text{NOTA FINAL} = \text{NOTA 1} + \text{NOTA 2} + \text{NOTA 3} + \text{NOTA 4}$$

Figura 3.5 – Modelo de cálculo das ofertas da 12<sup>a</sup> Rodada ANP

Os resultados da décima segunda rodada foram os resultados esperados, diante do cenário que foi apresentado antes do processo ter início. Em um ambiente ainda muito inexplorado, o sistema imposto pela ANP impõe fortes restrições à entrada de pequenas empresas, o que faz com que haja poucas empresas dispostas a efetivamente realizar uma atividade exploratória onshore contínua no Brasil. Diante disto, a

Petrobras foi dominante no processo, sendo a vencedora do processo em 49 blocos, ou 42% de todos os blocos que receberam ofertas. Todas as outras empresas somadas representam 68 blocos. Apenas 12 foram as empresas ofertantes, sendo que destas apenas 4 eram estrangeiras. As únicas bacias que não tiveram nenhum ofertante e onde nenhum bloco foi arrematado foram a Bacia de Parecis e a Bacia de São Francisco.

Podemos perceber também pelo resultado do leilão que, o que podemos chamar de “risco logístico” teve quase a mesma importância que o risco exploratório, uma vez que nas áreas com mais dificuldades logísticas e de infraestrutura não houve ofertas. O reflexo disto é a falta de ofertas na Bacia de Parecis e o fato de apenas um bloco da Bacia do Acre-Madre de Dios ter sido arrematado, mesmo sendo de notório conhecimento o potencial desta região a partir de descobertas feitas em Marañón, no Peru, em área muito próxima e geologicamente similar. Desta forma, as restrições impostas pela agência reguladora acabam colocando barreiras à entrada de novas empresas no setor que estejam dispostas a tomar um risco maior.

Além disso, mesmo com o sistema da ANP premiando aqueles que se comprometem com uma campanha exploratória mais ampla, a baixa competição faz com que a efetividade desta medida seja pequena. Podemos perceber pelos resultados que a grande maioria dos programas exploratórios mínimos apresentados nas propostas contempla apenas sísmicas a serem feitas nos blocos. Além disso, dos 117 blocos que foram arrematados, apenas 20 receberam mais de uma proposta e nenhum recebeu mais de duas propostas, o que mostra que não há concorrência relevante entre os poucos ofertantes.

Concluindo, apenas para referendar a questão da importância do “risco logístico”, os 20 blocos que receberam mais de uma proposta se localizam, todos eles, ou em áreas maduras, como a Bacia do Recôncavo e a Bacia de Sergipe-Alagoas, ou em áreas de forte apelo de demanda por hidrocarbonetos e com forte potencial, como a Bacia do Paraná, localizada na região mais desenvolvida do país e vizinha de prospectos localizados na Argentina que tiveram recentes descobertas de grande potencial. Porém, mesmo uma descoberta relevante de gás nestas regiões é difícil de ser monetizada, já que a infraestrutura de transporte é pequena, já está sobrecarregada

e com isso se torna um impedimento. (ANP – Resultado da licitação / SCHÜFFNER, 2013)

## **CAPÍTULO IV – EUA x BRASIL**

Podemos perceber, através principalmente das diferenças na regulação, que Brasil e EUA procuraram seguir caminhos diferentes no desenvolvimento de suas atividades exploratórias onshore. Fica claro também, a partir do último leilão de blocos exploratórios onshore feito pela ANP (12<sup>a</sup> Rodada) que as diferenças entre os dois países tendem a permanecer, pelo menos no médio prazo, já que não há, publicamente, uma discussão ou vontade de mudança por parte da ANP. Discussões em torno do que pode-se fazer para melhorar o ambiente competitivo e de desenvolvimento da atividade exploratória onshore no Brasil ocorrem em diversos canais, porém oficialmente o modelo atual é defendido e colocado como ideal.

### **IV.1 – Uma análise das diferenças no ambiente competitivo, da estrutura da atividade como um todo e um balanço dos dois modelos estudados**

A principal diferença no ambiente competitivo da atividade exploratória dos EUA e do Brasil sem dúvidas é a barreira à entrada imposta pelo governo Brasileiro, que não é encontrada nos EUA. Enquanto a relação no Brasil para que se possa viabilizar uma atividade exploratória se dá entre empresa de exploração e Estado/agência reguladora, nos EUA a relação é direta entre empresa de exploração e dono de terras, sob a constante vigilância dos órgãos responsáveis.

O Brasil tem todo um sistema de regulação que impede que empresas interessadas em explorar ativos no Brasil o façam sem que haja um processo de concorrência por aquela determinada área, além de cumprir regras de bônus de assinatura, programa exploratório mínimo e compromissos de conteúdo nacional. Isto faz com que haja uma série de pontos que impeça a entrada de empresas em maior escala no Brasil, tais como: a região de interesse de uma determinada empresa pode não ser colocada em leilão, logo o interesse desta empresa acaba e ela procura outros ativos ao redor do mundo; o leilão pode demorar a acontecer, já que a estrutura burocrática do governo exige que se cumpram diversos procedimentos e isto acaba atrasando os processos licitatórios, logo a empresa procura países com processos mais ágeis e deixa de investir no Brasil. Por fim, é importante ressaltar que o “o motor exploratório” do Brasil durante toda a sua história foi a Petrobras e percebe-se uma

clara intenção do atual governo de que ela não perca a sua influência, mesmo na exploração onshore. Este é também um dos fatores, junto com a grande discussão que foi feita durante anos sobre o marco regulatório do pré-sal, que faz com que as rodadas de leilão do governo acabem demorando mais tempo do que o considerado adequado para que aconteçam, como foi durante o hiato de 5 anos sem uma rodada sequer de blocos exploratórios. (QUINTANS, 2012)

A relação criada no Brasil tem a vantagem de ser mais formal, haver maior controle sobre a atividade exploratória e ser de mais longo prazo, uma vez que a atividade exploratória, pode durar de 5 à 8 anos (dados da 12<sup>a</sup> rodada da ANP). No entanto, as políticas de estímulo ao desenvolvimento da indústria local, ao mesmo tempo em que são uma política que vem demonstrando ser efetiva, causam transtornos naturais à uma indústria ainda pequena e em crescimento, como a baixa competitividade e a falta de equipamentos e mão de obra para atender os atores do mercado. Além disso, especificamente para a exploração onshore, a velocidade da informação, os avanços tecnológicos e o tempo de maturação do campo são muito mais rápidos do que para a atividade offshore, logo, o que acontece é que um bloco cujo programa exploratório mínimo foi concluído e não apresentou nenhum potencial claro pode ser deixado de lado durante um longo período sem que haja nenhuma atividade exploratória ali. Portanto, em alguns casos, esta garantia de “monopólio da exploração do bloco” dada à empresa vencedora da concorrência pode, por vezes atrapalhar o desenvolvimento e a expansão da atividade exploratória de uma determinada região, ainda mais em um ambiente pouco competitivo, como foi o demonstrado na 12<sup>a</sup> rodada. (Edital ANP 12<sup>a</sup> Rodada / QUINTANS, 2012 / PANASSOL, 2012 / PÁDUA, 2012 / SCHÜFFNER, 2013)

Um ponto bastante criticado é a questão do conteúdo nacional. Em tese, é uma boa medida para desenvolver a indústria nacional e ganhar em competitividade frente aos concorrentes externos, além de facilitar a cadeia de suprimentos da atividade exploratória local. Porém, há uma série de questões consideradas obscuras dentro desta política, e este é o principal motivo, segundo estudo da PWC, pelo qual há um temor de insegurança jurídica na atividade exploratória no Brasil. Segundo este estudo, apesar da política de conteúdo nacional ser apoiada por 68% dos entrevistados, 70% deles acham que as regras não são claras, além de 61% acharem

considerarem que esta regra aumenta em mais de 10% os custos de exploração e desenvolvimento da área de petróleo e gás do Brasil. Um fato ainda mais assustador é que quase 90% dos entrevistados não considera a indústria nacional competitiva. O ponto positivo do estudo foi que, apesar desses problemas, 68% dos entrevistados afirmou que eles não irão impactar nas decisões de investimentos em exploração e produção no país, o que é uma amostra dos bons ativos que o Brasil possui. (PANASSOL, 2012)

Estes fatores acabam afastando empresas do Brasil, e, em um ambiente tão competitivo e ainda tão inexplorado quanto as reservas não-convencionais à nível mundial, estas empresas acabam decidindo investir em locais onde o governo está mais alinhado com as propostas que elas defendem, como por exemplo o processo que acontece atualmente no prospecto de Vaca Muerta, na Argentina, onde o governo local vem se esforçando para desenvolver as reservas convencionais e não convencionais do campo. O tempo perdido pode ser prejudicial tanto no desenvolvimento tecnológico quanto na própria volatilidade do mercado, que hoje enxerga um produto vantajoso mas amanhã pode enxergar de forma diferente. Como podemos ver na tabela abaixo, o Brasil hoje tem a décima maior reserva recuperável de shale gas no mundo, mas a falta de uma atividade exploratória relevante pode fazer com que o país perca essa posição para outros países que exploram este tipo de recurso. (KUUSKRA, 2013)

País	Reservas'Recuperáveis de'shale'gas'(trilhão'de'metros'cúbicos)
China	33
Argentina	24
Argélia	21
EUA	20
Canadá	17
México	16
Austrália	13
África'do'Sul	12
Rússia	9
Brasil	7
<b>Total</b>	<b>178</b>

Tabela 4.1 – 10 maiores reservas recuperáveis de shale gas

O modelo da ANP é bom para grandes empresas, com campanhas exploratórias de grande porte e planos de desenvolvimento longos. Porém, para



empresas pequenas, que exploram áreas de fronteira com uma alta relação risco x retorno, o modelo parece pesar muito nos custos destas empresas, que necessitam de uma estrutura mais dinâmica e menos burocrática para poderem diminuir seus custos e se tornarem competitivas. Estas empresas menores foram as que mais desenvolveram as áreas de fronteira no EUA e, principalmente, foram as responsáveis pelo boom do shale gas. (CROOKS, 2013)

A grande questão a ser colocada para tentar determinar os fatores de aceleração ou não da atividade exploratória onshore no Brasil é: qual o retorno necessário para viabilizar um campo no Brasil? Melhor perguntando, qual é o breakeven de produção de campos de gás onshore no país? Esta pergunta será respondida na próxima seção através do estudo do campo de Tiê.

Esta pergunta é importante porque pode ser ela que explique a grande diferença entre a atividade exploratória dos dois países. É claro que a demanda nos EUA é muito maior que no Brasil, mas no quadro atual, em que há uma demanda reprimida de gás no Brasil, ela não parece ser tão relevante assim, uma vez que o gás produzido no Brasil tem mercado imediato. Além disso, a demanda por gás em uma determinada região é algo muito particular daquela região, uma vez que o transporte de gás hoje se configura como a principal dificuldade para sua comercialização. Logo, um eventual aumento na oferta do gás irá fazer com que o preço do mesmo se reduza, deixando-o mais competitivo e podemos enxergar possivelmente um fenômeno semelhante ao que ocorreu nos EUA com relação ao renascimento da indústria consumidora de gás (BOND, 2012 / LAGE, 2013)

Respondendo a pergunta sobre os pontos importantes que determinam a viabilidade da exploração onshore no Brasil, principalmente a de reservas não convencionais, este estudo defende que há uma barreira à entrada considerável devido ao atual sistema regulatório. Isto faz com que o custo de entrar neste mercado aumente muito e acabe afastando as empresas que tenham interesse em exploração onshore no Brasil, bem como impede que sejam criadas outras com este mesmo objetivo. Uma estrutura mais dinâmica e com maior velocidade de ação diminuiria estas barreiras de entrada e atrairia maior interesse tanto de empresas estrangeiras quanto de empresas brasileiras. Este seria o passo inicial para começar de fato a

diminuir custos de exploração onshore no Brasil. Pensando ainda na exploração especificamente de shale gas, onde há uma taxa de depleção que varia entre 63% e 85% no primeiro ano, o esforço de perfuração deve ser ainda mais intenso ao longo da vida útil do campo para que ele mantenha uma taxa de produção constante. Logo, os custos são ainda mais preponderantes nas decisões de investimento em shale gas, principalmente o custo de perfuração, como veremos adiante. (LUNADO, 2013 / QUINTANS, 2012)

Outro ponto que aumenta muito os custos de exploração é a falta tanto de equipamentos quanto de mão de obra qualificada, principalmente em locais mais remotos. Hoje o Brasil dispõe de apenas 37 sondas terrestres para atividades exploratórias e de produção, apenas 2% do número que opera nos EUA (ANP – poços exploratórios em atividade / SHOEMAKER, 2014). Este número é significativo, pois indica a proporção de praticamente toda a cadeia que envolve a exploração onshore no Brasil e nos EUA e dá uma dimensão da falta de recursos que hoje existe no Brasil. Uma vez que a exploração onshore no Brasil se amplie, haverá uma oferta maior de equipamentos e com isso surgirá toda uma nova indústria voltada para este tipo de atividade. Isto fará com que os custos diminuam e um poço onshore, que hoje custa em torno de US\$6 milhões no Brasil e pode custar até US\$9 milhões dependendo das técnicas utilizadas, contra US\$3 milhões nos EUA (fonte: EIA) possa ter seus custos diminuídos e com isso passe a ter um preço mais competitivo. (PANASSOL, 2012 / QUINTANS, 2012 / PÁDUA, 2012 / MARES, 2013)

Enquanto nas atividades offshore estamos na vanguarda tecnológica e dispomos de recursos bastante numerosos, nas atividades onshore ainda estamos engatinhando, e um dos fatores preponderantes para isso, sem dúvida, é a regulação, que se iguala para as duas fronteiras mas foi feita priorizando a exploração offshore, que sempre foi a principal fronteira exploratória do Brasil. No entanto, há uma imensa diferença nos custos de exploração, na produtividade dos poços e consequentemente no número de poços a serem perfurados, o que acaba mudando muito a relação risco x retorno entre atividades onshore e offshore e chama a necessidade de processos de licitatórios e de regulação diferentes. Além disso, historicamente a produção onshore, devido à menor necessidade de investimentos, sempre contou com players menores, o

que faz com que eles “sofram” as consequências de uma estrutura que privilegia as empresas de grande porte. (CAPRIGLIONE, 2012)

É muito clara na história americana de exploração onshore de reservas não convencionais o desenvolvimento de novas tecnologias e know how a partir de tentativa e erro. É assim que acontece desde a década de 1970 e isto só é possível e um ambiente onde o custo de entrada e saída do mercado é baixíssimo. A relação de contratação estritamente privada nos EUA, com a estrutura de governo apenas concedendo autorizações e regulando a atividade para mantê-la dentro da ordem, faz com que haja muito mais negociação de blocos exploratórios e em uma velocidade muito maior. Esse fato acaba desenvolvendo a atividade exploratória com muita rapidez, diminui custos de exploração, aumenta a velocidade de desenvolvimento de novas tecnologias e monta uma estrutura sustentável e competitiva de exploração e produção nos EUA. Um bom exemplo de como a história americana de exploração é por tentativa e erro é o fato de que somente no em 2010 foram perfurados mais de 36 mil poços, número maior do que todos os poços que já foram perfurados na história de exploração do Brasil. O Estado do Texas, berço da exploração do shale gas, tem 1.242.973 poços perfurados em sua história segundo o site Texas Drilling (<http://www.texas-drilling.com>), uma quantidade 41 vezes maior do que toda a atividade exploratória brasileira desde a década de 20, com algo próximo de 30 mil poços perfurados até Junho de 2013, segundo dados da revista Brasil Energia. (VAGNETTI, 2009 / Brasil Energia, 2013)

A diminuição de custos proveniente da expansão das atividades (aumento de escala) é primordialmente importante para o desenvolvimento de reservas não convencionais, que por terem porosidades menores necessitam de mais poços para o seu desenvolvimento e, além disso, possuem uma taxa de depleção de 60% no seu primeiro ano de produção (YUEN, 2013). Logo, para manter a competitividade é necessário ter custos baixíssimos. Os EUA alcançaram isso e realizaram uma verdadeira revolução, derrubando o preço local do gás (Henry Hub) pela metade e reacendendo toda uma atividade industrial que usa esta fonte de energia de forma abundante. (EIA – Natural Gas Prices / VAGNETTI, 2009)

Concluindo, o grande ponto de diferença hoje a ser notado entre Brasil e EUA, portanto, é o processo regulatório dos dois países e como ele acaba criando uma barreira à entrada de novas empresas no Brasil, enquanto que o “custo” de arriscar nos EUA é bem menor. Faz sentido que haja essa diferença pois os EUA são um país já maduro na atividade exploratória onshore enquanto o Brasil, desde a década de 1970, com a descoberta dos campos gigantes da Bacia de Campos, sempre focou todos os seus recursos e esforços na atividade offshore. Isto fez com que se criasse um sistema no Brasil que desse as costas para as necessidades de aprimoramento da regulação para atender as necessidades da atividade exploratória onshore. Parece que esse hiato de anos está perto do fim e a 12<sup>a</sup> Rodada da ANP, apenas com blocos onshore, é um exemplo disso. Resta ao país agora desenvolver sua atividade regulatória para diminuir barreiras à entrada, se adaptar ao ambiente exploratório onshore, que tem uma velocidade e um volume de investimentos diferente do ambiente offshore e criar um ambiente de estímulo ao investimento nesta atividade, ressaltando que são necessárias diversas obras de infraestrutura, transporte, capacitação de mão de obra e ainda um aperfeiçoamento jurídico para que haja mais segurança de investimentos e para que a atividade de exploração onshore no Brasil se torne realidade e passe a ser mais uma importante fonte de energia para o país, a exemplo do que aconteceu nos EUA.

## **CAPÍTULO V – SIMULAÇÃO DE UM MODELO FINANCEIRO PARA O CAMPO DE TIÊ**

Este capítulo tem como objetivo mostrar como, segundo a regulação atual, pode-se viabilizar financeiramente o desenvolvimento de um campo de gás onshore no Brasil. Este estudo leva em conta o atual ambiente desenvolvido pela ANP para a atividade de exploração e produção de blocos exploratórios, bem como seus custos, tributos e riscos exploratórios.

### **V.1 – Apresentação do Modelo**

O campo de Tiê é um campo onshore, localizado na Bacia do Recôncavo e operado pela empresa canadense Gran Tierra, que detém 100% do campo. Este campo produz essencialmente óleo, iniciou operações em 2011 e atualmente produz em torno de mil barris por dia. Sua reserva provada + provável (P2) é de 2,93 milhões de barris de óleo.

O motivo para a escolher este campo para fazer o estudo deste trabalho se deve ao fato de que a Gran Tierra tem o objetivo de explorar reservas não convencionais na área e, além disso, em meu estágio atual tenho contato direto com a empresa, por isso pude discutir particularidades deste campo a fim de fazer um modelo financeiro do mesmo. Este modelo foi desenvolvido para ser um modelo que analisasse um projeto de óleo, no entanto, algumas modificações foram feitas e agora ele funciona como um modelo também para um projeto de gás.

O modelo é um modelo de fluxo de caixa derivado do resultado operacional do campo, isto é, ele calcula a demonstração do resultado do exercício do campo, chega ao lucro líquido e após isso faz a conta do fluxo de caixa operacional (depreciação) e do fluxo de caixa de investimentos (CAPEX de manutenção e de investimentos). Com isso, o modelo entrega o resultado de caixa do exercício pós-impostos. Este é o valor usado para o cálculo do valor presente líquido (VPL), o indicador financeiro para fazer a análise da viabilidade financeira do campo.

O objetivo do modelo é mostrar quais são as principais variáveis que determinam a viabilidade financeira da atividade de desenvolvimento de um campo

onshore de gás no Brasil. O indicador financeiro usado para medir esta viabilidade, como dito anteriormente, foi o Valor Presente Líquido (VPL). O VPL é uma fórmula financeira utilizada para medir o valor presente de pagamentos futuros descontados à uma determinada taxa, que normalmente é o custo de oportunidade do investimento, menos o custo do investimento inicial.

As contas existentes para o cálculo do resultado no período do campo são: depreciação, lifting cost e royalties, além do imposto de renda pago. A depreciação é calculada em cima da redução percentual das reservas do campo provenientes da produção do período multiplicada pelo ativo do período exatamente anterior ao atual. Este meio de calcular a depreciação tem como objetivo identificar o quanto foi usado do seu ativo para reduzir em um determinado percentual a reserva do campo, logo, como impactou no resultado a utilização que houve do ativo existente. O lifting cost é o custo geral da operação do campo, também conhecido como OPEX. Ele engloba custos trabalhistas, de abastecimento das facilidades, custo de operação das bombas, eletricidade, reparos e manutenções, eventuais aluguéis ou pagamentos ao proprietário da terra de onde se produz, custos trabalhistas e quaisquer outros custos que possam entrar na operação direta do campo. O método de cálculo do lifting cost é o custo dele por barril produzido. O número base colocado no modelo foi \$10/barril, e foi escolhido em conversa com especialistas do setor, com o estudo de custos de campos nos EUA e por fim, com base em um estudo feito pela EIA de lifting costs ao redor do mundo.

Por fim, os royalties e o imposto de renda são percentuais definidos pelo Estado, logo são dados exógenos.

Outros fatores que influenciam no cálculo da viabilidade do campo são o preço do gás, a taxa de desconto e a taxa de depleção. O preço do gás adotado para o modelo foi o preço acordado entre a Petrobras e a QGEP de US\$6,65 por milhão de pé cúbico, para o contrato de “take or pay” do campo de Manati, também na bacia do Recôncavo, preço este que, na conversão, passa a ser de US\$37,3 por barril. A taxa de desconto usada foi a taxa de 10%, equivalente à taxa média do CDI do período em que o estudo foi feito. Por fim, a taxa de depleção utilizada, de 10%, é a taxa historicamente adotada em todos os campos de produção no país.

## V.2 – Simulações

Este estudo foi feito estressando todas as variáveis citadas acima para que se chegasse a uma conclusão de onde estão de fato os pontos mais importantes para a viabilidade de um campo de produção de gás onshore no Brasil. Para isso foram mantidas todas as variáveis com seus valores pré-definidos com exceção daquela que de fato ia variando seus valores para que fosse feita a análise de sua influência no modelo. O que se pode perceber é que a grande maioria das variáveis atua de forma linear no modelo, isto é, seu comportamento de variação acontece de forma linear em relação às outras variáveis, não há na grande maioria o poder de potencializar o modelo enquanto varia.

A única variável no modelo criado que realmente tem o efeito de potencializar perdas ou ganhos no desenvolvimento do campo é o tamanho da reserva, e, ainda assim, se combinada com outras variáveis específicas, quais sejam o preço do gás e o lifting cost. Quando combinada com estas duas variáveis, a variação de reservas potencializa o VPL do projeto.

Considerando uma variação no tamanho das reservas, quanto maior é o preço do gás, maior será a discrepância do VPL das maiores reservas para as menores. No entanto, quanto menor é o preço do gás, menos impacto no VPL tem o tamanho da reserva, como podemos observar na tabela e no gráfico abaixo. Isto se dá devido ao maior número de poços que são necessários para a maior reserva, o que ocasiona uma maior receita de produção do campo. Porém, a grande diferença é o tempo de produção no campo, já que o CAPEX varia menos de tamanho com relação às reservas do que a variação na geração de caixa e no tempo de maturação do campo. Dessa forma, o CAPEX inicial consegue ser diluído por mais tempo, o que beneficia os resultados do campo e causa um impacto considerável no VPL do mesmo.

		Preço do gás (\$/mcf)				
		4	5	6,65	8	10
Reserva (mboe)	2,93	-11,2	2,0	21,3	35,6	56,8
	5	-3,8	12,8	36,8	56,6	86,0
	10	4,5	33,4	78,2	114,9	169,2
	15	7,0	52,9	115,6	166,9	242,9
	20	16,9	69,9	148,6	212,9	308,3
	25	26,2	87,9	180,8	256,7	369,3

Tabela 5.1 – Análise de sensibilidade do VPL com variação de reserva e preço do gás

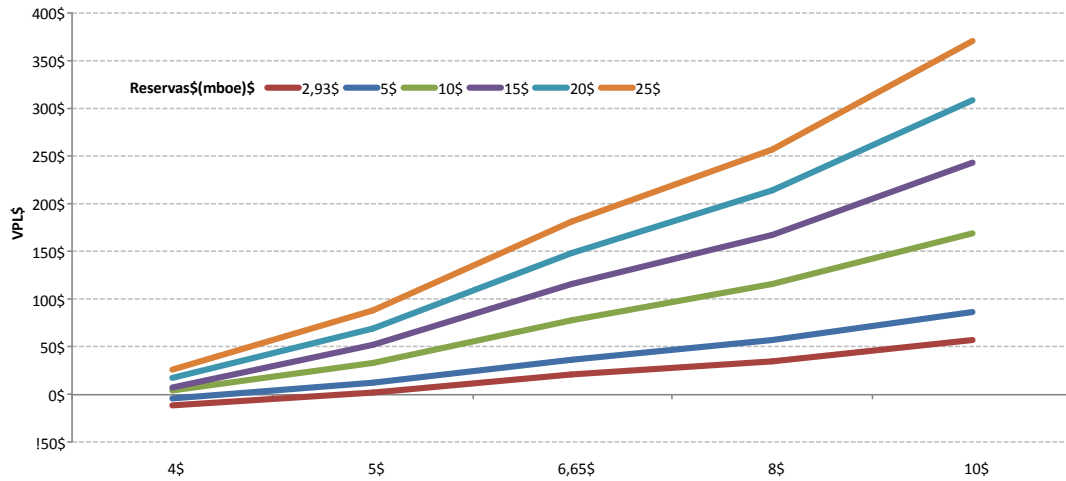


Gráfico 5.1 – Sensibilidade do VPL com variação de reserva e preço do gás

Outro fator que demonstrou ser de vital importância para o desenvolvimento do campo, mantidas todas as outras variáveis constantes é o lifting cost. Apesar do seu cálculo ser feito através de um custo fixo multiplicado pela produção campo, a sua relevância em função do preço do gás pode ser facilmente notada. Quanto maior o lifting cost, maior a sua proporção em relação ao preço de venda, com isso, ele influencia de forma direta e não proporcional em relação às reservas. A competitividade do campo depende fundamentalmente desta variável, já que, aliada com o preço, ela é a principal variável de impacto no resultado do campo.

		Lifting cost (\$/bbl)				
		8	10	15	20	25
Reserva (mboe)	2,93	25,3	21,3	11,3	-0,3	-12,4
	5	42,3	36,8	23,0	9,5	-6,9
	10	88,4	78,2	52,8	27,3	-1,4
	15	129,8	115,6	80,0	44,3	1,4
	20	166,5	148,6	103,9	56,6	5,6
	25	201,9	180,8	128,0	73,6	17,4

Tabela 5.



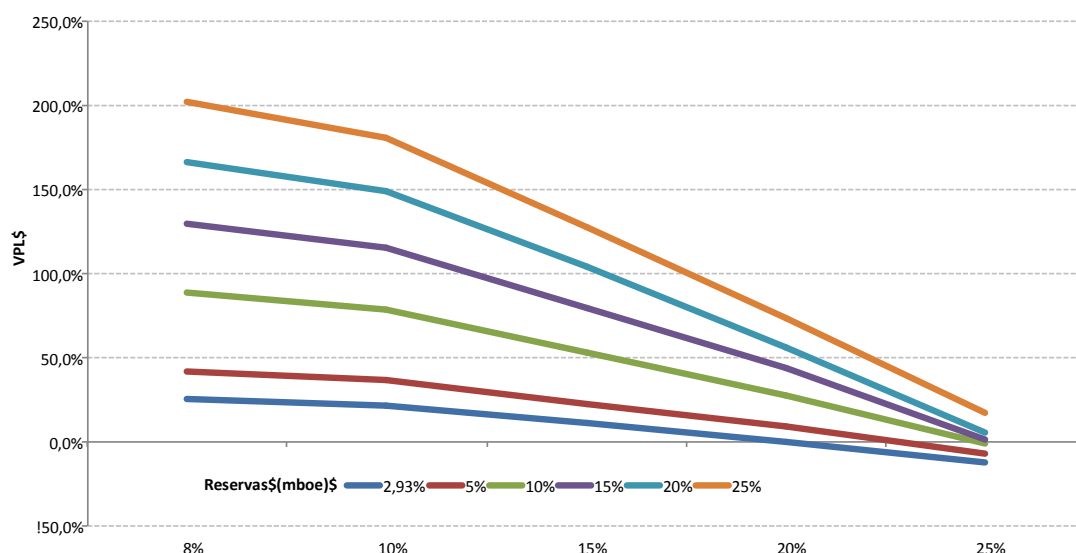


Gráfico 5.2 – Sensibilidade do VPL com variação de reserva e lifting cost

Duas combinações de variáveis que no início deste trabalho pareciam fazer sentido mas que após a análise de sensibilidade se mostraram pouco expressivas são as combinações entre tamanho da reserva e produtividade por poço e também produtividade por poço e custo por poço.

A combinação entre tamanho da reserva e produtividade por poço de certa forma mostra o resultado que esperávamos, de aumento da diferença entre os VPLs das maiores reservas em relação às menores à medida em que a produtividade do poço aumenta. Porém este aumento da diferença se deu de forma bem mais tímida do que inicialmente era pensado. Um dos motivos para que isso aconteça é que se trata de um modelo genérico, logo suas premissas são mais abrangentes que as de um modelo específico para um determinado projeto. Com premissas abrangentes, podemos inclusive perceber dois casos nessa comparação (em **negrito** na tabela abaixo) em que o VPL diminui quando o poço é mais produtivo em um determinado intervalo. Isto acontece devido à modelagem para cálculo do número de poços necessários para extrair toda a reserva. Como a produtividade por poço aumenta, são necessários menos poços para extrair a mesma reserva. Porém, isto faz com que o fluxo de caixa seja diluído ao longo do projeto, e não mais concentrado no começo dele, como acontece com poços menos produtivos que observam uma maior necessidade de perfuração ao longo do projeto.

		Produtividade por poço (kbd)					
			0,5	0,8	1	1,5	2
Reserva (mboe)	2,93	21,3	26,4	28,4	31,4	32,6	
	5	36,8	50,5	55,9	62,0	65,9	
	10	78,2	101,0	96,9	121,5	134,4	
	15	115,6	144,1	150,1	157,0	184,8	
	20	148,6	183,5	197,9	225,3	217,1	
	25	180,8	223,7	242,0	284,5	298,7	

Tabela 5.3 – A

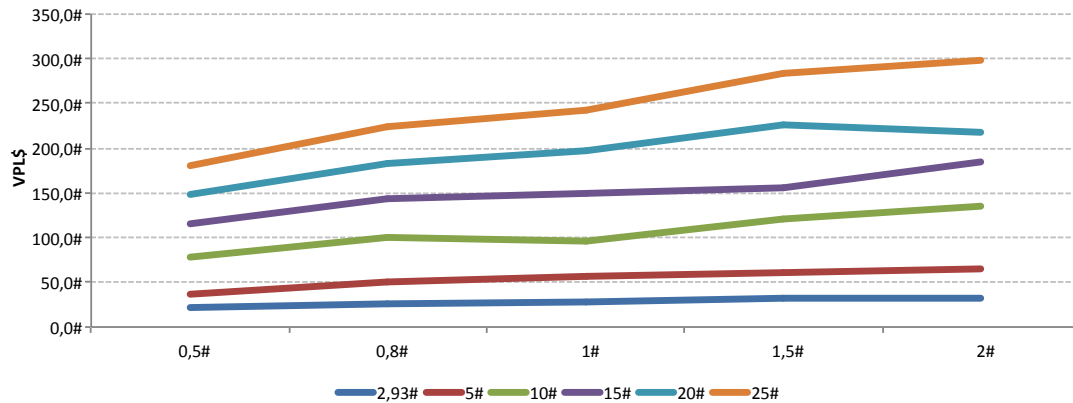


Gráfico 5.3 – Sensibilidade do VPL com variação de reserva e produtividade por poço

Outro análise de sensibilidade feita que se mostrou menos efetiva do que inicialmente pensada foi a relação entre produtividade por poço e custo por poço. O resultado desta análise mostra que o comportamento das curvas de VPL são totalmente lineares, e apenas a curva com produção de 0,5kbd se descola um pouco das outras curvas. Mas em termos de relevância ou de sensibilidade não há um “gatilho” relevante para o VPL ao se analisar a relação entre essas duas variáveis.

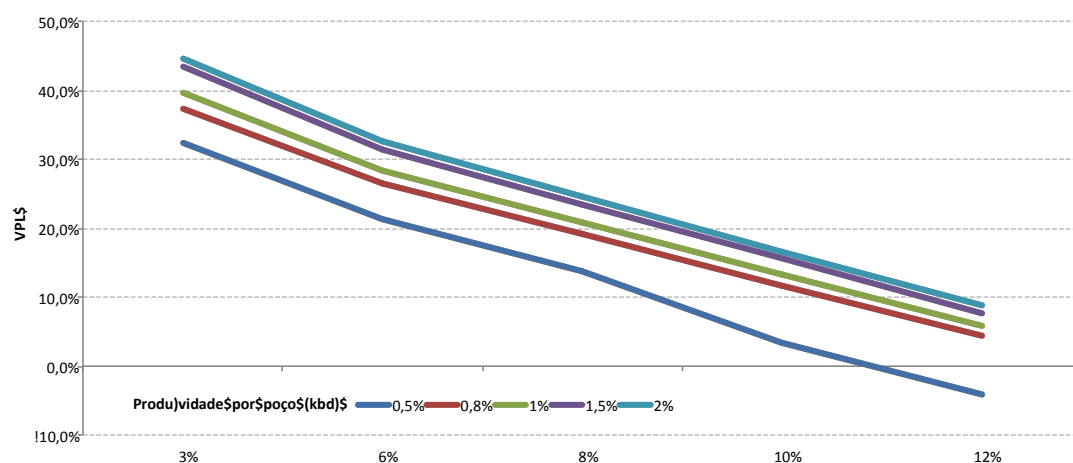


Gráfico 5.4 – Sensibilidade do VPL com variação da produtividade por poço e do custo por poço

A conclusão a que a simulação chega é que, de fato, as três variáveis de maior importância em um projeto de desenvolvimento de campo de gás onshore no Brasil,

de acordo com o modelo desenvolvido, são o tamanho da reserva, o preço do gás e o lifting cost. Esses dados mostram que mesmo que o Brasil tenha que percorrer uma curva de aprendizado na exploração onshore e mesmo que os custos de perfuração sejam ainda mais elevados que os custos observados nos EUA, o país tem bons e sólidos ativos e seu desenvolvimento mesmo na circunstância atual da indústria é viável se à um preço competitivo, que pelo modelo pode ser à partir de US\$5 por milhão de pé cúbico. Cabe agora ao Estado e ao seu órgão regulador tomarem a decisão de incentivar esse tipo de atividade e sob quais circunstâncias.

## CONCLUSÃO

Este trabalho procurou fazer um panorama histórico e atual do shale gas nos EUA e mostrar quais caminhos o Brasil pode seguir para desenvolver o seu próprio case de shale gas.

Para isso explicamos o que é o shale gas, onde ele se localiza e quais foram as inovações tecnológicas fundamentais que fizeram com que ele se tornasse competitivo. Sem o faturamento hidráulico e sem a perfuração horizontal, não haveria como fazer com que o shale gas fosse economicamente viável. A partir do momento em que essas inovações entraram no circuito, abriu-se uma nova gama de possibilidades de expansão da atividade exploratória e produtora do shale gas à nível mundial. Hoje, o que percebemos é uma discussão global sobre como se aproveitar desse recurso. A conclusão que chegamos nesse ponto é: o shale gas desempenhou uma revolução nos EUA e isso abriu os olhos do mundo para a exploração desse ativo.

Em seguida elencamos os principais prospectos americanos e brasileiros, nos capítulos 2 e 3 além de falar do sistema regulatório dos dois países. Mostramos a qualidade dos ativos, as reservas e os recursos prospectivos. Fizemos isso com o objetivo de mostrar a qualidade dos ativos brasileiros, o que pode ser facilmente concluído quando percebemos pelo texto de MARES (2013) que não há, nos prospectos brasileiros, grande complexidade nem para sísmica nem para perfuração, sendo o principal problema a acessibilidade, principalmente nas bacias do Solimões e Amazonas e a falta de infraestrutura de equipamentos e serviços. Além disso, o estudo trouxe as diferenças regulatórias entre os dois países. A conclusão chegada é que, em ambos os países a qualidade dos ativos é indiscutível, ambos tem prospectos que de boa qualidade e com condições de serem competitivos com outras formas de produção de gás. Já o sistema regulatório privilegia as relações privadas no EUA enquanto que no Brasil há uma forte interação entre iniciativa privada e governo para o desenvolvimento da atividade exploratória. Enquanto os EUA atuam mais como agência reguladora e, principalmente, fomentadora da expansão da atividade exploratória, no Brasil o governo é, efetivamente, quem controla todos os contratos de concessão para exploração. Um exemplo disso é o mostrado por LAGE (2013),

quando 96% do crescimento da produção de shale gas nos EUA adveio de contratos feitos entre agentes da iniciativa privada sem interferência do governo. Isso mostra que o modelo de incentivos norte-americano funcionou muito bem. Enquanto isso no Brasil o que podemos observar foi que a produção de gás cresceu na rasteira do risco energético, pois com os reservatórios hidrelétricos em níveis críticos, houve um aumento do uso das termelétricas, que são fonte alternativa de geração de energia. Ou seja, ainda que o modelo de gás seja competitivo, ele ainda não foi implementado de forma contínua e definitiva no Brasil (LAGE, 2013 / FACCHINI, 2013)

Concluindo a análise do capítulo 3, a 12<sup>a</sup> Rodada da ANP mostrou que o país ainda não se desenvolveu na atividade exploratória onshore, com a baixa competição mostrada nesta rodada sendo um reflexo disso. (SCHÜFFNER, 2013)

A conclusão explicitada nos dois parágrafos acima é também um pouco do que foi discutido no capítulo 4, quando o estudo mostrou as diferenças de processos e regulação entre os EUA e o Brasil e procurou fazer uma comparação entre os dois países. A conclusão é que o modelo dos EUA, de privilegiar as relações privadas, tem uma velocidade de reação ao mercado mais rápida que o modelo brasileiro. Este, no entanto, privilegia um mercado mais restrito e estruturado, com a participação de empresas mais estáveis do ponto de vista financeiro e menos tomadoras de risco exploratório, com uma carteira mais abrangente. Logo, um modelo que conseguisse reunir características distintas dos dois países, aliando velocidade de reação e estabilidade seria o ideal para se desenvolver no Brasil, ainda mais considerando as características bem peculiares da exploração de ativos não convencionais. Este pode ser o tema de um estudo mais aprofundado sobre a atividade exploratória onshore no país.

O ultimo capítulo abordou os custos de se produzir gás de um campo onshore no Brasil a partir de um modelo financeiro desenvolvido com algumas das características do campo de Tiê, que atualmente produz óleo, mas sendo convertido para a produção de gás. O estudo foi feito procurando estressar diversas variáveis do modelo para se chegar à conclusão de quais eram as mais importantes para o sucesso financeiro do projeto. Foi utilizado o VPL para se chegar à essas conclusões. Com isso, foi definido que o tamanho da reserva, o preço do gás e o lifting cost são as três

variáveis mais importantes dentro do processo, sendo determinantes na competitividade do campo. Outra conclusão que o modelo alcançou foi que, hoje já temos uma estrutura de produção competitiva no Brasil, os custos são em sua maioria, alinhados com os praticados no mercado internacional, exceção feita aos EUA.

Com isso, chegamos à conclusão final, de que o Brasil tem prospectos competitivos, tem uma regulação que permite que estes prospectos sejam desenvolvidos e há uma oportunidade diante do país de desenvolver sua atividade exploratória onshore em recursos não convencionais. Para isso o Estado e a ANP devem ter mais celeridade, aperfeiçoarem o modelo regulatório de forma a comportar mais competição e também se adaptar às particularidades da exploração de shale gas. Uma vez que isso seja feito, o mercado enxergará o país como uma grande oportunidade de expansão e o desenvolvimento da atividade exploratória no país poderá alcançar o sucesso desejado.

É necessário como complemento a este trabalho, um estudo mais aprofundado sobre a regulação das atividades exploratórias em recursos não convencionais, para que se chegue à conclusão de um modelo a ser seguido pela ANP. Para isso, um bom material de introdução seria o estudo da Ernst & Young denominado “Global Oil & Gas tax guide”. Ele mostra toda a estrutura tributária dos principais países do mundo e pode ser um ponto de partida apropriado. Além deste ponto, outro que merece um estudo específico e mais aprofundado é o dos impactos ambientais que a exploração do shale pode causar. Este é um tema bem controverso e seria interessante fazer um trade-off entre o risco ambiental da exploração e produção do shale gas versus as fontes de energia atualmente predominantes. Para uma leitura inicial, sugiro o texto da IGU (2012), Howarth (2011) e também o texto do Tong (2013).

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

KUUSKRA, Vello A.; STEVENS, Scott H.; Moodhe, Keith D.. 2013. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Independent Statistics and Analysis. EIA

MARES, David R.. 2013. The New Energy Landscape: Shale Gas in Latin America. Institute of the Americas Chair for Inter-American Affairs. University of California, San Diego

VAGNETTI, Robert; MCSURDY, Sandra. 2009. Modern Shale Gas development in the United States: A Primer. National Energy Technology Laboratory. EIA

CROOKS, Ed. 2013. Smaller companies at vanguard of US Shale oil revolution. Financial Times Oil&Gas Department. Financial Times

ENGDAHL, F. William. 2013. The Fracked up USA Shale Gas Bubble. Global Research: Centre for Research on Globalization.

LAGE, Elisa S.; PROCESSI, Lucas D.; DE SOUZA, Luiz Daniel W.; DAS DORES, Priscila B.; GALOPPI, Pedro Paulo S.. 2013. Gás não convencional: a experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro. pp. 33-88. BNDES Setorial 37. BNDES

COLIN, Emerson. 2006. Perfis dos principais estaleiros do mundo. Centro de Estudos em Gestão Naval

QUINTANS, Luiz Cezar P.. 2012. Ensaio crítico sobre a natureza do conteúdo local brasileiro: imperfeições no fomento à indústria local. Revista brasileira do direito do petróleo, gás e energia. Centro de Estudos Avançados e pesquisas em direito do petróleo.

PANASSOL, Marcos. 2012. O conteúdo local nos empreendimentos de petróleo e gás natural: Sondagem PWC. Setor da indústria de óleo e gás. PricewaterhouseCoopers.

PÁDUA, Luciano. 2012. Presidente da Shell critica metas do governo para conteúdo local no pré-sal. Editoria de economia. Jornal do Brasil

LUNADO, Denise. 2013. Sem definir regras, Brasil leiloa gás de xisto. Editoria Mercado. Jornal Folha de São Paulo

POLITO, Rodrigo; NOGUEIRA, Marta. 2013. Três questões ainda desafiam a 12ª Rodada da ANP. Editoria de Empresas. Jornal Valor Econômico.

FRANKEL, Jeffrey. 2013. O medo do “fracking”. Editoria de Colunistas. Jornal Valor Econômico.

U.S. Department of Interior. 2012. Oil and Gas lease utilization, onshore and offshore. Updated report to the President. U.S. Department of Interior.

SCHÜFFNER, Cláudia; NOGUEIRA, Marta; POLITO, Rodrigo. 2013. Leilão da ANP é marcado por falta de disputa. Editoria de Empresas. Jornal Valor Econômico.

CAPRIGLIONE, Laura. 2012. Petroleiros do Recôncavo baiano abrem “guerra” pelo direito de existir. Editoria Mercado. Jornal Folha de São Paulo

LUNA, Denise. 2012. Sem leilões no Brasil, Petra Energia parte para a África. Editoria de Mercado. Jornal Folha de São Paulo

FACCHINI, Claudia; POLITO, Rodrigo. 2013. Produção de gás natural cresce, mas a de petróleo continua em queda. Editoria Brasil. Jornal Valor Econômico

BOND, Kingsmill; KUZNETSOV, Andrey; Kleinman, Seth M.; Buckland, Robert. 2012. Global theme strategy: how to play the gas revolution. Citi Research Equities Strategy. Citigroup Global Markets

EIA. 2013. Annual Energy Outlook 2013 Reference Case Natural Gas Production by Category



SHOEMAKER, Robin; BROWN, Mark. 2014. Oil Services & Equipment: The international rig count increased by 24 in December. Citi Research Equities Oil & Gas Equipments & Services. Citigroup Global Markets

YUEN, Anthony; MORSE, Edward L.; XING, xing; DOSHI, Aakash; Kleinman, Seth M.; LEE, Eric G.; Main, Christopher J.. 2013. US Oil and Gas drilling productivity report. Citi Research Commodities. Citigroup Global Markets

ANP. 2013. Edital 12<sup>a</sup> Rodada de Licitações. [http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Edital\\_R12/R12\\_edital\\_retificado.pdf](http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Edital_R12/R12_edital_retificado.pdf)

TONG, Li; XUESHUANG, Zhou; HAISHENG, Li. 2013. Environmental impacts of shale gas development in China and recommendations on management of their environmental impact assessment. Appraisal Center For Environment and Engineering. MEP of China

IGU (International Gas Union). 2012. Shale Gas: The facts about the environmental concerns. 2009-2012 Triennium Work Report

HOWARTH, Robert W.; SANTORO, Renee; INGRAFFEA, Anthony. 2011. Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations – A letter. Department of Ecology and Evolutionary Biology. Cornell University.